Омский Вестник
областная газета
№ 18 (3748) ПЯТНИЦА, 13 МАЯ 2022 ГОДА ИЗДАЕТСЯ С 1909 ГОДА

15 мая – Международный день семьи

Дорогие омичи! Поздравляем вас с праздником!

«Семья» – такое короткое слово, а столько в нем заложено глубокого смысла и непреходящей ценности. Она объединяет и дает смысл жизни, опору в делах, вдохновляет на свершения.

Как принято говорить, браки совершаются на небесах, но хорошая, дружная семья не создается сама по себе. Как и любое земное человеческое творение, она требует постоянной работы, душевных усилий, терпения, внимания и непременно большой любви.

Пусть каждая омская семья будет крепкой и благополучной! Пусть каждый будет счастлив в окружении своих родных!

Желаем всем добра, оптимизма и стабильности!

Губернатор Омской области А. Л. БУРКОВ.

Председатель Законодательного Собрания Омской области В. А. ВАРНАВСКИЙ.

18 мая – Международный день музеев

Уважаемые сотрудники музеев! Поздравляем вас с профессиональным праздником!

Музеи вместе с театрами, памятниками истории, природы и архитектуры создают ту уникальную культурную среду, которая отличает один регион от другого.

Фонды омских музеев – это полумиллионное собрание редкостей и ценностей, в том числе национального и мирового значения. Многие экспонаты – свидетели 200-летней истории Омской области.

Благодарим вас за ваш кропотливый ответственный труд, за то, что делаете всё, чтобы знакомство с экспозициями музеев доставляло истинное удовольствие жителям региона и его гостям.

Желаем вам успешной реализации новых интересных проектов, счастья и благополучия!

Губернатор Омской области А. Л. БУРКОВ.

Председатель Законодательного Собрания Омской области В. А. ВАРНАВСКИЙ.

УКАЗ Губернатора Омской области

от 6 мая 2022 года № 71
г. Омск

Об установлении ограничительных мероприятий (карантина) на территории отдельных муниципальных образований Омской области

В связи с выявлением случая заболевания животных африканской чумой свиней, в соответствии со статьей 17 Закона Российской Федерации «О ветеринарии», Ветеринарными правилами осуществления профилактических, диагностических, ограничительных и иных мероприятий, установления и отмены карантина и иных ограничений, направленных на предотвращение распространения и ликвидацию очагов африканской чумы свиней, утвержденными приказом Министерства сельского хозяйства Российской Федерации от 28 января 2021 года № 37 (далее – Ветеринарные правила), постановляю:

1. Установить на срок до 13 июня 2022 года ограничительные мероприятия (карантин) по африканской чуме свиней (далее – ограничительные мероприятия по АЧС) на территории:

1) эпизоотического очага, расположенного в границах территории, занимаемой объектами личного подсобного хозяйства, по адресу: Омская область, муниципальное образование городской округ город Омск Омской области, Октябрьский административный округ, улица Барабинская, 42/1;

2) угрожаемой зоны на глубину 5 км от границ эпизоотического очага, включая село Морозовка, деревню Ракитинка Морозовского сельского поселения Омского муниципального района Омской области (за исключением территории предприятий по убою и переработке домашних свиней (далее – свиньи) и продуктов их убоя или оборудованных для этих целей убойных пунктов, перерабатывающих цехов (далее – предприятия по убою и переработке) и хозяйств, отнесенных к компартменту IV, в соответствии с Ветеринарными правилами);

3) зоны наблюдения на глубину 10 км от границ угрожаемой зоны (за исключением территорий предприятий по убою и переработке и (или) хозяйств, отнесенных к компартментам III и IV, в соответствии с Ветеринарными правилами).

2. На период действия ограничительных мероприятий по АЧС запретить:

1) на территории эпизоотического очага:

- посещение территории посторонними лицами, кроме персонала, выполняющего производственные (технологические) операции, в том числе по обслуживанию свиней, специалистов органов и организаций, входящих в систему Государственной ветеринарной службы Российской Федерации, и привлеченного персонала для ликвидации очага, лиц, проживающих и (или) временно пребывающих на территории, признанной эпизоотическим очагом;
- перемещение и перегруппировку свиней;
- ввоз (ввод) и вывоз (вывод) свиней;
- убой свиней;
- вывоз продукции животноводства и растениеводства, включая корма;
- въезд и выезд транспортных средств (за исключением транспорта, задействованного в мероприятиях по ликвидации эпизоотического очага и (или) по обеспечению жизнедеятельности людей, проживающих и (или) временно пребывающих на территории хозяйства);

2) на территории угрожаемой зоны:

- вывоз свиней;
- реализацию свиней и продуктов убоя свиней непромышленного изготовления;
- вывоз и пересылку, включая почтовые отправления, продуктов убоя свиней и продуктов их переработки, отходов свиноводства, оборудования и инвентаря, используемого при содержании свиней;
- проведение сельскохозяйственных ярмарок, выставок (аукционов) и других мероприятий, связанных с передвижением, перемещением и скоплением свиней;
- заготовку на территории угрожаемой зоны и вывоз кормов, за исключением комбикормов промышленного производства и фуражного зерна, прошедших термическую обработку при температуре не менее 70°С, обеспечивающую их обеззараживание;

3) на территории зоны наблюдения:

- ввоз свиней для воспроизводства;
- ввоз свиней для откорма, за исключением ввоза свиней, вакцинированных в хозяйстве-поставщике против рожи свиней и классической чумы свиней, не ранее 30 календарных дней до дня ввоза на территорию зоны наблюдения;
- реализацию свиней и продуктов убоя свиней непромышленного изготовления;
- проведение сельскохозяйственных ярмарок, выставок, торгов и других мероприятий, связанных с передвижением, перемещением и скоплением свиней;
- выгульное содержание свиней, в том числе под навесами. В зоне наблюдения владельцы свиней должны обеспечить их содержание, исключающее контакт между свиньями и дикими животными;
- убой свиней, за исключением убоя на предприятиях по убою и переработке в соответствии с Ветеринарными правилами;
- вывоз свиней;
- вывоз продуктов убоя свиней и продуктов их переработки, за исключением продукции промышленного изготовления, продукции непромышленного изготовления, переработанной или обеззараженной в соответствии с пунктом 58 Ветеринарных правил.

3. Главному управлению ветеринарии Омской области обеспечить реализацию ограничительных мероприятий по АЧС в пределах своих полномочий.

4. Контроль за исполнением настоящего Указа возложить на Министра сельского хозяйства и продовольствия Омской области Н. В. Дрофу.

Исполняющий обязанности Губернатора Омской области В. П. БОЙКО.

Указ Губернатора Омской области от 6 мая 2022 года № 71 «Об установлении ограничительных мероприятий (карантина) на территории отдельных муниципальных образований Омской области» был впервые опубликован на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Омский Вестник
областная газета

Только у нас

* Все законы Омской области
* Новые назначения в областном правительстве
* Доклады Уполномоченного Омской области по правам человека
* Ежегодные отчеты и результаты проверок Контрольно-счетной палаты Омской области
* Продажа и аренда земельных участков
* Элитные вакансии
* Конкурсы, торги, аукционы

УКАЗ
Губернатора Омской области

от 29 апреля 2022 года № 70
г. Омск

О Схеме и программе развития электроэнергетики Омской области на 2022 – 2026 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 прилагаемые Схему и программу развития электроэнергетики Омской области на 2022 – 2026 годы.

2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Омской области от 30 апреля 2021 года № 63 «О Схеме и программе развития электроэнергетики Омской области на 2021 – 2025 годы».

Исполняющий обязанности Губернатора Омской области В. П. БОЙКО.

Указ Губернатора Омской области от 29 апреля 2022 года № 70 «О Схеме и программе развития электроэнергетики Омской области на 2022 – 2026 годы» был впервые опубликован на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к Указу Губернатора Омской области
от 29 апреля 2022 года № 70

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Омской области на 2022 – 2026 годы

1. ПАСПОРТ
Программы развития электроэнергетики Омской области на 2022 – 2026 годы

Наименование	Программа развития электроэнергетики в Омской области на 2022 – 2026 годы (далее – Программа)
Цели	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	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	2022 – 2026 годы
Перечень основных разделов	Введение. Общая характеристика региона. Анализ существующего состояния электроэнергетики Омской области за прошедший пятилетний период. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Омской области. Основные направления развития электроэнергетики Омской области. Основные направления развития теплоэнергетики Омской области. Схема размещения электрических сетей 110 кВ и выше с развитием на 2022 – 2026 годы. Принципиальная схема электрических соединений 110 кВ и выше с развитием на 2022 – 2026 годы

2. Перечень сокращений и обозначений

А – ампер
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка
АО – акционерное общество
АО «СО ЕЭС» – АО «Системный Оператор Единой энергетической системы»
АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения
АТ – автотрансформатор
АЧР – автоматическая частотная разгрузка
АЭС – атомная электростанция
БСК – батарея статических конденсаторов
В – выключатель
ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВРП – валовой региональный продукт
ВЭБ – выключатель элегазовый баковый
г/а пов.-лопаст. верт. – гидроагрегат поворотно-лопастной вертикальной установки
ГВС – горячее водоснабжение
Гкал – гигакалория
ГРЭС – государственная районная электростанция
ГТУ – газотурбинная установка
ГЭС – гидроэлектростанция
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка
ЗАО – закрытое акционерное общество
ИТС – индекс технического состояния трансформаторного оборудования
кВ – киловольт
кВт·ч – киловатт в час
КЛ – кабельная линия
км – километр
ЛЭП – линия электропередачи
м – метр
МВ – масляный выключатель
МВА – мегавольтампер
Мвар – мегавар
мкр – микрорайон
МО – муниципальное образование
МП – муниципальное предприятие
МУП – муниципальное унитарное предприятие
НИР – научно-исследовательская работа
о.е. – относительные единицы
ОН – отключение нагрузки
ОАО – открытое акционерное общество
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ОРУ – открытое распределительное устройство
ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ОЭС Сибири – объединенная энергосистема Сибири
ПА – противоаварийная автоматика
ПАО – публичное акционерное общество
ПАР – послеаварийный режим
пгт – поселок городского типа
ПП РФ от 27.12.2004 № 861 – постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
проект СиПР ЕЭС – проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы
ПС – электрическая подстанция
РДУ – региональное диспетчерское управление
РЗ – релейная защита
РЗА – релейная защита и автоматика
РУ – распределительное устройство
СА – сетевая автоматика
СВ – секционный выключатель
СиПР – Схема и программа развития электроэнергетики
СМВ – секционный масляный выключатель
СНЭЭ – система накопления электрической энергии
СРМ – схемно-режимное мероприятие
СРС – схемно-режимная ситуация
СШ – система шин
Т, тр-р – трансформатор
т.у.т. – тонны условного топлива
ТГ – турбогенератор
ТНВ – температура наружного воздуха
ТП – технологическое присоединение
ТУ – технические условия
ТЭС – теплоэлектростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ЦП – центр питания
ШР – шинный разъединитель
ЭС – энергосистема
ЭЭ – электрическая энергия
ЭЭС – электроэнергетическая система
Iадтн – аварийно допустимый ток
Iддтн – длительно допустимый ток
Iном – номинальный ток
Sном – номинальная мощность
Uном – номинальное напряжение.

3. Общая характеристика региона

Омская область – субъект Российской Федерации, расположенный на юго-западе Сибири. Входит в состав Сибирского федерального округа, имеет границы с Казахстаном на юге, с Тюменской областью на западе и севере, Новосибирской и Томской областями на востоке. Омская область образована в 1934 году.

Площадь территории Омской области составляет 141,1 кв. км. Территория простирается на 600 км с юга на север и на 300 км с запада на восток.

Главная водная «артерия» – река Иртыш и ее притоки Ишим, Омь, Оша, Тара. Область расположена на юге Западно-Сибирской равнины в среднем течении реки Иртыш, который, пересекая территорию области с юга на север, делит ее на левобережную и правобережную части.

На левобережье выделяется Ишимская равнина, большая часть которой занята плоскозападинным рельефом, местами плоским (высотой до 140 м). Из-за отсутствия речной сети поверхность равнины слабо расчленена. Выделяется лишь древняя долина – Камышловский лог, пересекающий равнину с запада на восток и занятый цепочкой озер. Характерны многочисленные западины (незначительные понижения), нередко занятые озерами или болотами. Интересны по форме рельефа гривы – плоские грядообразные повышения высотой до 5 – 6 м, длиной 2 – 4 км, редко 10 км. Гривный рельеф наиболее выражен в Саргатском Прииртышье и на Тюкалинском участке. К северу от Ишимской равнины рельеф местности постепенно понижается, минимальная отметка здесь – урез воды на реке Иртыш – 41 м близ поселка Малая Бича – самая низкая точка на территории области. На самом юге левобережья выделяется Северо-Казахская равнина (высотой до 142 м).

На правобережье реки Иртыш расположена Барабинская низменность, пересеченная долиной Оми. Рельеф низменности в восточной части плоско-западинный (высота более 120 м). В северной части низменности распространены заболоченные участки. Южная часть правобережья реки Иртыш изобилует понижениями, занятыми озерами и солончаками. В западной части Барабинской низменности вдоль реки Иртыш тянется Прииртышский увал (высота до 146 м). Западный склон увала круто обрывается к реке Иртыш, местами высота обрывов 50 – 60 м. Отдельные участки увала пересекают овраги и лога, характерны оползни. Севернее реки Тары по правобережью реки Иртыш расположена юго-западная окраина Васюганской равнины. Рельеф местности здесь пологоувалистый, расчленен довольно густой речной сетью. Многочисленны овраги, балки. Наибольшая высота – 150 м близ села Нагорное – самая высокая точка на территории области. Для северной части области характерны плоскозаболоченные поверхности – возвышенность Тобольский Материк (высота более 130 м в восточной части и менее 90 м – в западной).

Климат Омской области континентальный и резко-континентальный. Средняя температура января -17,5 °С, июля +19,4 °С. Распределение осадков происходит неравномерно: на севере 400 – 500 мм, на крайнем юге области – менее 300 мм.

Насчитывается более 10 тыс. озер, из них 245 соленых, минерализация которых свыше 280 г/л (например, озеро Эбейты). Из пресных озер наиболее крупные – Салтаим, Тенис, Ик. Подъем уровня воды в озерах отмечается в период весеннего снеготаяния, летом их площадь резко сокращается, мелкие озера нередко полностью высыхают. Бальнеологическую ценность представляют грязи озера Ульжай. Болота занимают 25,7 процента территории Омской области, самые крупные из них – Урнинское, Имгытское, Килейное, Яровское, а также Орловское Займище. На севере преобладают сфагновые верховые болота, на границе с лесостепями – осоково-гипновые, южнее – низинные тростниковые болота (займища), сменяющиеся в степях в бессточных котловинах засоленными низинными травяными болотами.

Полезные ископаемые области: торф, мергель, стекольные и строительные пески, бентонитовые, кирпичные, керамзитовые, черепичные глины и суглинки, минеральные воды, лечебные грязи, сапропель. С 1998 года в области началось освоение месторождений природного газа. Разведаны месторождения бурого угля, железных руд, циркон-ильменитовых россыпей, в соленых озерах – минеральные соли (поваренная, глауберова и др.).

Численность населения области на 1 января 2022 года составляет 1879,5 тыс. чел., плотность населения 13,5 чел./кв. км, удельный вес городского населения – 73 процента.

Административный центр области – город Омск (численность населения на 1 января 2021 года – 1139,9 тыс. чел.) расположен на юге Западно-Сибирской равнины. Количество муниципальных образований (на 2022 год) – 424, в том числе:

– городской округ – город Омск – 1;
– муниципальные районы – 32;
– городские поселения – 26;
– сельские поселения – 365.

Географическое положение города Омска и муниципальных районов Омской области представлено на рисунке 1. Наименования муниципальных образований, соответствующих цифрам, с указанием административного центра, площади и населения представлены в таблице № 1.

Рисунок1 – Административно-территориальное деление Омской области

Таблица № 1

Территория и население административных единиц Омской области на 1 января 2021 года

№	Наименование района	Административный центр	Площадь, кв. км	Население, чел.
	Муниципальные районы			
1	Азовский немецкий национальный	село Азово	1 399,7	25 480
2	Большереченский	пгт Большеречье	4 332,0	24 641
3	Большеуковский	село Большие Уки	9 500,1	6 970
4	Горьковский	пгт Горьковское	2 990,4	19 290
5	Знаменский	село Знаменское	3 650,0	10 996
6	Колосовский	село Колосовка	4 752,9	10 506
7	Кормиловский	пгт Кормиловка	1 908,2	24 383
8	Крутинский	пгт Крутинка	5 721,3	14 414
9	Любинский	пгт Любинский	3 280,8	37 381
10	Марьяновский	пгт Марьяновка	1 651,9	26 609
11	Москаленский	пгт Москаленки	2 478,0	27 665
12	Муромцевский	пгт Муромцево	6 660,8	20 381
13	Нижнеомский	село Нижняя Омка	3 354,0	13 397
14	Нововаршавский	пгт Нововаршавка	2 218,0	21 756
15	Одесский	село Одесское	1 800,0	17 306
16	Оконешниковский	пгт Оконешниково	3 084,7	12 834
17	Омский	пгт Ростовка	3 590,7	99 227
18	Павлоградский	пгт Павлоградка	2 494,3	18 289
19	Полтавский	пгт Полтавка	2 803,6	19 208
20	Русско-Полянский	пгт Русская Поляна	3 320,8	17 223
21	Саргатский район	пгт Саргатское	3 730,1	18 289
22	Седельниковский район	село Седельниково	5 221,4	9 699
23	Таврический	пгт Таврическое	2 735,9	34 633
24	Тевризский	пгт Тевриз	9 814,6	13 605
25	Усть-Ишимский	село Усть-Ишим	7 886,0	10 639
26	Черлакский	пгт Черлак	4 279,2	27 783
27	Шербакульский	пгт Шербакуль	2 321,8	19 155
29	Исилькульский	город Исилькуль	2 788,6	38 350
30	Калачинский	город Калачинск	2840,2	38 240
31	Называевский	город Называевск	5 873,9	19 516
32	Тарский	город Тара	15 700	43 661
33	Тюкалинский	город Тюкалинск	6 389,6	22 252
	Городской округ			
28	Омск	город Омск	566,9	1 139 897

Фактические показатели социально-экономического развития Омской области представлены в таблице № 2.

Таблица № 2

Фактические показатели социально-экономического развития Омской области

Показатели	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Среднегодовой прирост за 2017 – 2021 годы, в процентах
Численность населения (на 1 января), тыс. чел.	1 972,7	1 960,1	1 944,2	1 926,7	1 903,7	
индексы, в процентах к предыдущему году	99,7	99,4	99,2	99,1	98,8	-0,8
ВРП, млн руб.	699 716,5	736 076,8	772 095,9	763 465,3	н/д	
индексы, в процентах к предыдущему году	101,8	100,0	101,5	99,3	н/д	
Объем отгруженных товаров собственного производства всего, млн руб.	853 536,0	1 029 636,3	1 033 561,2	934 355,6	983 256,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	99,4	104,2	99,5	100,5	103,3	5,0
в т. ч.:						
Добыча полезных ископаемых, млн руб.	3 165,2	3 822,3	3 436,0	2 061,4	3 566	
индексы, в процентах к предыдущему году	82,4	86,9	88,7	78,2	94,1	0,8
Обрабатывающие производства, млн руб.	791 301,0	961 524,5	964 219,8	865 391,0	907 218,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	99,6	104,7	99,9	100,8	103,2	5,0
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; Кондиционирование воздуха, млн руб.	50 397,1	53 352,6	54 694,8	53 184,7	57 795,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	98,9	98,2	93,6	94,2	107,4	3,2
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений, млн руб.	8 672,7	10 936,9	11 210,6	13 718,5	14 677,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	103,0	111,8	100,0	115,0	99,8	12,5
Продукция сельского хозяйства, млн руб.	90 419,0	94 097,1	98 011,8	98 666,3	110 467,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	104,8	101,1	96,6	100,2	102,2	6,2
Объем работ, выполненных по виду экономической деятельности «Строительство», млн руб.	64 752,0	74 079,1	99 500,4	98 666,3	110 467,0	
индексы, в процентах к предыдущему году	99,5	99,6	119,9	94,8	104,6	12,0
Оборот розничной торговли, млн руб.	316 727,7	330 565,4	356 465,0	355 778,5	387 308,1	
индексы, в процентах к предыдущему году	106,3	102,1	103,1	96,3	100,2	5,8
Объем платных услуг населению, млн руб.	94 882,4	99 730,7	106 612,0	95 901,1	111 868,2	
индексы, в процентах к предыдущему году	102,3	101,3	100,5	88,0	112,6	4,8
Ввод в действие жилых домов, тыс. кв.м	458,2	522,3	537,6	541,2	639,3	

Доля Омской области по показателю, характеризующему общий уровень экономического развития региона – валовому региональному продукту (ВРП), составила в 2020 году 8,5 процента от ВРП Сибирского федерального округа. Показатель ВРП, имеющий на протяжении пяти лет разнонаправленную динамику, увеличился в 2020 году относительно 2017 года на 0,8 процента.

Основу экономики региона составляет промышленное производство с высокотехнологичными обрабатывающими производствами. Прирост выпуска промышленной продукции за пять лет составил 7,6 процента, главным образом за счет обрабатывающих производств (прирост 8,8 процента), при значительном сокращении добычи полезных ископаемых (снижение на 43,3 процента).

Объем продукции сельского хозяйства остался на уровне 2017 года.

Оборот розничной торговли за пять лет увеличился на 1,6 процента, объем платных услуг населению сократился на 0,4 процента.

3.1. Промышленное производство

Промышленный комплекс является одним из ведущих секторов экономики Омской области. Практически все промышленные предприятия региона сосредоточены в городе Омске, в том числе производство нефтепродуктов и химические производства. Основная часть промышленной продукции приходится на обрабатывающие производства – 92,3 процента, добыча полезных ископаемых составляет 0,4 процента.

В структуре обрабатывающих производств по итогам 2020 года основная доля приходится на вид экономической деятельности (ВЭД) производство кокса и нефтепродуктов, производство резиновых и пластмассовых изделий (70,7 процента). Также развито производство пищевых продуктов (9,3 процента), производство химических веществ и химических продуктов (6 процента), машиностроительное производство (3,3 процента).

3.1.1. Производство нефтепродуктов и химическое производство

Омская область является крупным центром нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. На территории региона создан нефтехимический производственный кластер, участниками которого являются ведущие предприятия нефтехимии:

– АО «Газпромнефть – Омский НПЗ» – один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов, промышленный гигант с мощной производственно-технологической базой и глубиной переработки более 90 процентов;

– АО «Омскшина» – предприятие, производящее различные по размеру и моделям шины для грузовых и легкогрузовых автомобилей, автобусов, троллейбусов, сельскохозяйственной и дорожной техники;

– АО «Омский каучук» – один из ведущих российских производителей синтетического каучука;

– ООО «Омсктехуглерод» – завод по производству высококачественного технического углерода стандартных и специальных марок;

– ООО «Полиом» – один из крупнейших российских производителей полипропилена, использующий передовые мировые разработки, позволяющие осуществлять практически безотходный цикл производства.

Внедрение новых технологий и производств в химической и нефтехимической промышленности станет специализацией особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Авангард», созданной в 2020 году в северо-западном промышленном узле города Омска.

3.1.2. Пищевая промышленность

Пищевое производство Омской области направлено на использование в промышленной переработке сельскохозяйственного сырья региона. Значительная часть предприятий пищевого комплекса расположена в городе Омске:

– филиал АО «АБ ИнБев Эфес» – одна из крупных пивоваренных компаний в России;

– ООО «Омсквинпром» – производитель алкогольной продукции, входящий в ООО «Алкогольная Сибирская Группа»;

– филиал «Манрос-М» компании АО «Вимм-Билль-Данн» – крупнейшее молочное предприятие в Омске, включающее четыре завода с совокупной мощностью переработки молока 720 тонн в сутки;

– ООО «Ястро» – современное предприятие по производству плавленых и твердых сыров, входящее в десятку крупнейших специализированных предприятий России;

– ОАО «Омская макаронная фабрика» – крупнейший производитель макаронных изделий в Западной Сибири.

3.1.3. Машиностроительное производство

Основной специализацией машиностроительного производства Омской области является выпуск продукции для оборонно-промышленного комплекса, а также производство авиационных двигателей, ракетоносителей и космических аппаратов, наращивается выпуск промышленной продукции гражданского назначения.

Ведущими предприятиями региона являются:

– ПО «Полет» АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» – одно из крупнейших промышленных предприятий России, специализирующихся на выпуске ракетно-космической и авиационной техники;

– филиал АО «ОДК» «ОМО им. П.И. Баранова» – одно из крупнейших промышленных предприятий по производству, ремонту и сервисному обслуживанию авиационных двигателей в России;

– АО «Омсктрансмаш» – специализированное танковое предприятие, имеющее замкнутый технологический цикл танкового производства;

– АО «ОНИИП» – научно-производственный комплекс с полным циклом работ от разработки до выпуска изделий и комплексов радиосвязи.

3.2. Строительство

По состоянию на 1 января 2022 года по виду экономической деятельности «Строительство» в Омской области было зарегистрировано 4653 организации. Наиболее крупными из них являются:

– ООО «Омская промышленная компания» (ООО «ОПК») – предприятие стройиндустрии региона по производству железобетонных конструкций и строительных материалов;

– АО «Завод сборного железобетона № 6» – производитель изделий крупнопанельного домостроения и создатель многофункционального строительного холдинга;

– ООО «ОСЗ» – стекольный завод, осуществляющий изготовление высококачественной стеклотары из бесцветного стекла;

– ООО «Омскстройматериалы» – завод, специализирующийся на производстве полнотелого керамического рядового (забутовочного) кирпича марки М100 и М125.

В 2021 году на территории Омской области было введено в эксплуатацию 639,3 тыс. кв. м жилой площади, что составляет 18,1 процента к уровню 2020 года.

3.3. Транспорт

Транспортный комплекс Омской области представлен железнодорожным, трубопроводным, воздушным, внутренним водным, автомобильным и электрическим транспортом (трамвайный и троллейбусный в городе Омск).

Важнейшей транспортной составляющей Омской области является Транссибирская железнодорожная магистраль филиала ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская железная дорога, соединяющая западные и восточные районы страны. Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования в Омской области составляет 735 км. Плотность железнодорожных путей на 1 января 2021 года составила 52 км путей на 10 000 кв. км территории, при 51 км путей на 10 000 кв. км в среднем по России.

В Омске находится международный аэропорт Омск (Центральный) имени Д.М. Карбышева.

Протяженность автомобильных дорог Омской области на 1 января 2022 года составила 23,4 тыс. км, из них 13,2 тыс. км дороги местного значения.

По территории Омской области проходят следующие автомобильные дороги федерального значения:

– Р-254 «Иртыш» Челябинск – Курган – Омск – Новосибирск;

– А-320 Омск – Черлак – граница с Республикой Казахстан (часть европейского маршрута Е 127 и азиатского маршрута АН60);

– Р402 Тюмень – Ялуторовск – Ишим – Омск.

Эксплуатацию магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов на территории Омской области обеспечивают АО «Транснефть – Сибирь» и АО «Транснефть – Западная Сибирь».

3.4. Сфера обслуживания

В Омской области значительное количество предприятий торговли, общественного питания и бытового обслуживания населения сконцентрировано в административном центре – городе Омске.

В Омске функционируют такие крупные торговые сети, как «ИКЕА», «О'Кей», «АШАН», «Леруа Мерлен», «Лента», «М-видео», «METRO», «Пятерочка», «Бауцентр», «OBI», «Магнит», «Эльдорадо», «Спортмастер» и другие. Обеспеченность населения торговыми площадями с каждым годом возрастает за счет строительства новых торговых центров.

Крупнейшей компанией, предоставляющей коммунальные услуги по водоснабжению и водоотведению в городе Омске, является АО «ОмскВодоканал». Наиболее крупный поставщик тепла в городе Омск – АО «Омск РТС», объединившее теплосетевые, теплосбытовые функции и выработку тепловой энергии котельными источниками.

3.5. Сельскохозяйственное производство

Сельскохозяйственное производство, доля которого составила 8,3 процента в структуре ВРП по данным за 2020 год, является одним из крупнейших агропромышленных комплексов на юго-западе Сибири.

Омская область специализируется на производстве растениеводческой и животноводческой продукции, активно развивается фермерское хозяйство. Размер посевных площадей Омской области составил в 2021 году 2944,8 тыс. га, или 3,1 процента от всех посевных площадей в России.

В сфере агропромышленного комплекса региона для создания взаимодействия между хозяйствующими субъектами и объектами инфраструктуры создан агробиотехнологический промышленный кластер, особенностью которого является ориентированность на различные производства аграрно-промышленной направленности.

Наиболее крупными предприятиями агропромышленного комплекса являются:

– АО «Омский Бекон» – ведущий производитель свинины и мясной продукции региона;

– АО «Продо Птицефабрика Сибирская» – является лидером по производству мяса бройлеров в Омской области;

– ООО «ТПК «Агрокультура» – современный комплекс по производству овощей в защищенном грунте.

4. Анализ существующего состояния электроэнергетики Омской области за прошедший пятилетний период

4.1. Характеристика ЭС

4.1.1. Общая характеристика ЭС

ЭС субъекта Российской Федерации охватывает территорию Омской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Омское РДУ.

ЭС Омской области связана с ЭС:

– Новосибирской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт. (каждая из которых пересекает границу Республики Казахстан), ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт. (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Усть-Ишим, ПС 110 кВ Майка, ПС 110 кВ Новоандреевская);

– Республики Казахстан (операционная зона АО «KEGOC»): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 2шт. (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Юбилейная).

В таблице № 3 представлены основные показатели работы ЭС Омской области за 2021 год.

Таблица № 3

Основные показатели работы ЭС Омской области за 2021 год

Показатель	ЭС Омской области
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10976,1
Максимальное потребление мощности ЭС, МВт	1775
Установленная электрическая мощность электростанций на 1 января 2022 года, МВт	1661,2
Выработка электрической энергии, млн кВт·ч	6097,9

4.1.2. Характеристика генерирующих компаний

АО «Территориальная генерирующая компания № 11» (далее – АО «ТГК-11»).

АО «ТГК-11» создано в ходе реформирования энергетической отрасли России и объединяет крупнейшие генерирующие мощности Омской области. АО «ТГК-11» входит в состав группы «Интер РАО», является одной из крупнейших теплогенерирующих компаний Сибири. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов – 1565,2 МВт, тепловая – 3795,24 Гкал/ч (с 15 ноября 2021 года увеличена установленная тепловая мощность с 3669,24 Гкал/ч до 3795,24 Гкал/ч в связи с вводом в эксплуатацию РОУ-100/15 на ТЭЦ-3.

На территории Омской области расположены следующие эксплуатируемые электростанции АО «ТГК-11»:

– Омская ТЭЦ-3, установленной электрической мощностью 445,2 МВт, тепловой – 1132,24 Гкал/ч (с 15 ноября 2021 увеличена установленная тепловая мощность с 1006,24 Гкал/ч до 1132,24 Гкал/ч в связи с вводом в эксплуатацию РОУ-100/15);

– Омская ТЭЦ-4, установленной электрической мощностью 385 МВт, тепловой – 900 Гкал/ч;

– Омская ТЭЦ-5, установленной электрической мощностью 735 МВт, тепловой – 1763 Гкал/ч.

ООО «Грин Энерджи Рус».

ООО «Грин Энерджи Рус» занимается производством электроэнергии, получаемой из возобновляемых источников энергии, включая выработанную солнечными, ветровыми, геотермальными электростанциями, в том числе деятельностью по обеспечению их работоспособности.

На территории Омской области генерирующие мощности ООО «Грин Энерджи Рус» представлены: Нововаршавской СЭС и Русско-Полянской СЭС.

С 1 января 2021 года Нововаршавская СЭС, установленной электрической мощностью 30 МВт (2 очереди по 15 МВт), осуществляет обязательства по поставке электрической энергии (мощности) ОРЭМ.

С 1 декабря 2021 года Русско-Полянская СЭС, установленной мощностью 30 МВт (2 очереди по 15 МВт), осуществляет обязательства по поставке электрической энергии (мощности) на ОРЭМ.

4.1.3. Характеристика электростанций промышленных предприятий

АО «Омскшина».

АО «Омскшина» осуществляет производство шин для грузовых автомобилей, автобусов и троллейбусов, а также для специальной техники. ТЭС АО «Омскшина» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства. Установленная электрическая мощность ТЭС АО «Омскшина» составляет 12 МВт.

ООО «Омсктехуглерод».

ООО «Омсктехуглерод» ведет производство технического углерода. ТЭС ООО «Омсктехуглерод» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства. Установленная электрическая мощность ТЭС ООО «Омсктехуглерод» составляет 18 МВт, тепловая – 38,4 Гкал/ч.

ООО «Теплогенерирующий комплекс».

Основным видом деятельности ООО «Теплогенерирующий комплекс» является производство и реализация тепловой энергии в поселке Амурский Центрального административного округа города Омска.

В состав ООО «Теплогенерирующий комплекс» входит 4 тепловых источника (отопительных котельных), тепловые сети и мини-ТЭС. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов – 6 МВт, тепловая – 369,97 Гкал/ч. В качестве основного топлива мини-ТЭС используется природный газ.

4.1.4. Характеристика электросетевых компаний

К основным субъектам электроэнергетики, действующим на территории Омской области и оказывающим услуги по передаче электроэнергии на напряжении 110 кВ и выше, относятся следующие компании:

– филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей – осуществляет передачу электроэнергии по сетям 500 – 220 кВ ЭС Омской области;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» в настоящее время отвечает за распределение, транспорт электроэнергии по территории Омской области;

– АО «Омскэлектро»;

– АО «Электротехнический комплекс» (далее – АО «ЭТК»);

– Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»;

– Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению структурное подразделение Трансэнерго филиала ОАО «Российские железные дороги».

4.1.5. Характеристика сбытовых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Омской области и являющимися поставщиками электроэнергии, относятся следующие компании:

– ООО «Омская энергосбытовая компания» – гарантирующий поставщик ЭЭ на территории Омской области;

– ООО «Русэнергосбыт»;

– АО «Газпром энергосбыт»;

– ООО «МАРЭМ+»;

– АО «Система»;

– ООО «Русэнергоресурс»;

– ООО «Центрэнерго»;

– ООО «Лукойл-Энергосервис»;

– ООО «ЭК СТИ»;

– ООО «Магнитэнерго»;

– АО «Мосэнергосбыт»;

– ООО «Транснефтьэнерго»;

– АО «ПЕТРОЭЛЕКТРОСБЫТ»;

– ООО «ЕЭС-Гарант»;

– ООО «Русэнерго»;

– АО «ЭСК РусГидро»;

– АО «Энергопромышленная компания».

4.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Омской области за последние пять лет

Объем потребления ЭЭ в ЭС Омской области составил в 2021 году 10976 млн кВт·ч, превысив уровень 2020 года на 625,6 млн кВт·ч (на 6,0 процента). В целом за пять лет потребле-

ние электрической энергии увеличилось на 169,1 млн кВт·ч (на 1,6 процента). Среднегодовой темп прироста за период 2017 – 2021 годов составил по ЭС Омской области 0,2 процента при 0,9 процента по ОЭС Сибири в целом.

Удельный вес ЭС Омской области в потреблении электрической энергии по ОЭС Сибири за рассматриваемый период изменился незначительно и составил в 2021 году 5,1 процента.

В таблице № 4 и на рисунке 2 приведена фактическая динамика потребления электрической энергии за пять лет.

Таблица № 4

Динамика потребления ЭЭ в Омской области за последние пять лет

Наименование показателя	Факт					Среднегодовой прирост за 2017 – 2021 годы, в процентах
	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	
ЭС Омской области, млн кВт·ч	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4	10976,0	
годовой темп прироста, в процентах	-0,51	1,93	-3,03	-3,10	6,04	0,21
Удельный вес ЭС Омской области в ОЭС Сибири, в процентах	5,25	5,24	5,05	4,94	5,05	

Рисунок 2 – Динамика потребления электроэнергии в Омской области за последние 5 лет

На протяжении всего рассматриваемого периода в ЭС Омской области наблюдались разнонаправленные тенденции в изменении показателей потребления электрической энергии. Рост потребления в 2018 году на 1,9 процента сменился существенным снижением в последующие годы.

Отрицательная динамика потребления электрической энергии в 2019 и 2020 годах на 3,0 процента и 3,1 процента соответственно во многом обусловлена замедлением темпов роста экономики вследствие ограничительных мер сложившейся санитарно-эпидемиологической ситуации, а также снижением потерь электрической энергии в сетях в 2020 году на 18,3 процента. Увеличение потребления электрической энергии в 2021 году на 6 процентов связано с начавшимся восстановительным ростом экономического развития региона, однако уровень потребления электрической энергии 2018 года пока не достигнут.

4.3. Структура электропотребления ЭС Омской области по основным группам потребителей за последние пять лет

Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей Омской области за последние 5 лет представлена в таблице № 5 и на рисунке 3.

Таблица № 5

Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за период 2017 – 2021 годов[1], млн кВт·ч

Группа потребителей	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год*
Промышленное производство	4112,6	4144,9	4001,0	4062,7	4308,3
Строительство	68,7	76,3	78,3	70,9	75,2
Транспорт, хранение и связь	1294,0	1397,5	1417,6	1325,3	1405,4
Производственные сельскохозяйственные потребители	220,9	269,5	267,6	253,0	268,3
Другие виды экономической деятельности, включая оптовую и розничную торговлю	2253,2	2313,1	2227,2	1971,9	2091,1
Население	1685,4	1720,0	1595,4	1772,9	1880,1
Потери электрической энергии в сетях общего пользования	1172,1	1093,7	1094,1	893,7	947,7

Примечание:

* – за 2021 год приведены оценочные показатели

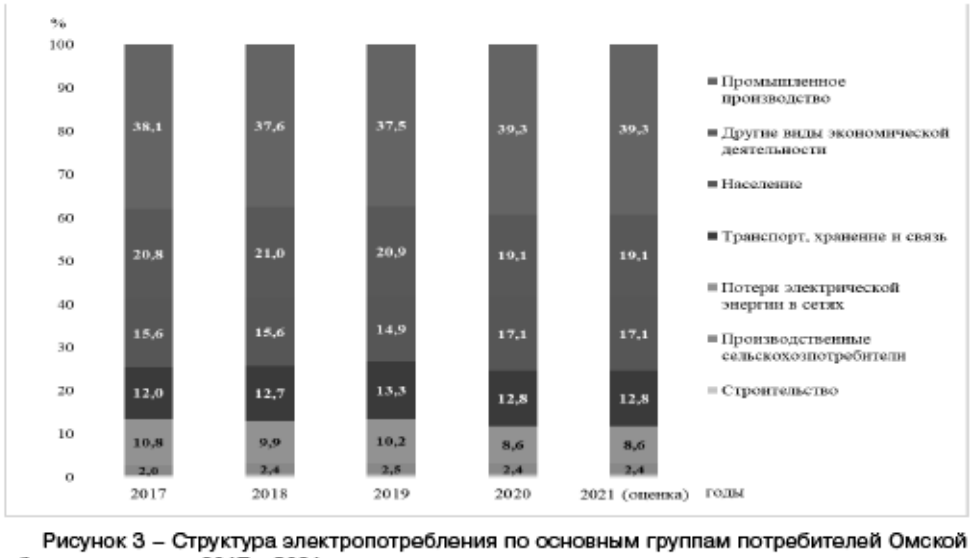


Рисунок 3 – Структура электропотребления по основным группам потребителей Омской области за период 2017 – 2021 годов

Структура потребления электрической энергии в целом за рассматриваемый период не имеет значительных изменений. Потребление промышленным производством (включая электроэнергетику), формирующим основной спрос на электрическую энергию региона, снизилась на 28,7 млн кВт·ч (на 0,5 процента) по сравнению с уровнем 2017 года, и его доля составила 47,9 процента общего потребления электрической энергии региона (48,9 процента в 2017 году). Доля обрабатывающих производств незначительно увеличилась и составила в 2021 году 26,6 процента. Структуру потребления электрической энергии обрабатывающих производств формируют два вида деятельности – производство кокса, нефтепродуктов и химическое производство.

За рассматриваемый период рост потребления электрической энергии на транспорте составил 111,4 млн кВт·ч (8,6 процента), что привело к увеличению его доли до 12,8 процента в 2021 году, при 12,0 процента в 2017 году.

Потребление электрической энергии населением выросло на 11,6 процента при увеличении его доли до 17,1 процента в 2021 году при 15,6 процента в 2017 году.

В других видах экономической деятельности, включая оптовую и розничную торговлю, наблюдалось снижение потребления электрической энергии за рассматриваемый период (-7,2 процента). Доля рассматриваемого показателя в общем потреблении региона снизилась до 19,1 процента в 2021 году, при 20,8 процента в 2017 году.

4.4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Фактические показатели потребления электрической энергии и мощности крупными промышленными потребителями Омской области за период 2017 – 2021 годов представлены в таблице № 6.

Согласно таблице № 6 градообразующие предприятия Омской области АО «Газпромнефть-ОНПЗ» и филиал ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская железная дорога оказывают значительное влияние на изменение динамики потребления электрической энергии региона. Объем потребления электрической энергии АО «Газпромнефть-ОНПЗ» составляет около 40 процентов потребления всего промышленного производства, объем потребления филиала ОАО «РЖД» – Западно-Сибирская железная дорога – более 70 процентов потребления на транспорте.

Таблица № 6

Основные потребители электроэнергии и мощности Омской области

№ п.п.	Наименование потребителя	Характеристика потребителя	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	Нефтеперерабатывающий завод	млн кВт·ч	1515,8	1541,7	1503,1	1577,4	1697,9
			МВт	180,0	180,0	183,1	196,0	205,3
2	Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	Железнодорожный транспорт	млн кВт·ч	1106,2	1089,2	1066,5	993,4	996,5
			МВт	123,5	105,8	122,2	114,0	134,3
3	АО «Омский каучук»	Завод по производству синтетического каучука	млн кВт·ч	317,3	302,4	314,4	373,0	385,0
			МВт	43,5	41,6	48,5	52,0	52,0
4	АО «ОмскВодоканал»*	Предприятие водоснабжения и водоотведения	млн кВт·ч	191,0	183,7	175,8	162,0	164,1
			МВт	32,1	33,2	29,3	24,3	27,0
5	АО «Омскшина»	Предприятие по производству шин, входящие в холдинг «Кордиант»	млн кВт·ч	176,0	177,0	172,0	157,0	157,0
			МВт	26,0	27,0	28,0	26,0	26,0
6	АО «Омсктрансмаш»	Машиностроительный завод по производству спецтехники, имеющий замкнутый производственный цикл	млн кВт·ч	97,7	94,5	93,7	75,4	82,5
			МВт	25,5	24,1	24,6	22,7	22,6
7	ОДК ОМО Им. П.И. Баранова (АО «Объединенная двигателестроительная корпорация» филиал «Омское моторостроительное объединение Им. П.И. Баранова»	Предприятие по производству авиационных двигателей	млн кВт·ч	55,8	54,3	49,9	46,5	40,7
			МВт	14,3	13,3	14,2	12,8	13,3
8	АО «Омский научно-исследовательский институт приборостроения»	Научно-производственное объединение с полным циклом работ по выпуску изделий и комплексов радиосвязи	млн кВт·ч	13,5	11,6	8,8	10,0	14,0
			МВт	4,5	5,1	5,9	4,9	4,9
9	филиал ПАО «ОДК-Сатурн» – Омское моторостроительное конструкторское бюро»	Предприятие по производству и ремонту малоразмерных газотурбинных двигателей	млн кВт·ч	10,5	12,0	10,1	10,7	11,4
			МВт	4,1	4,3	4,5	4,6	4,4
10	ООО «Омсктехуглерод»**	Крупнейший в России производитель технического углерода	млн кВт·ч	163,9	153,4	155,1	146,1	146,1
			МВт	22***				
11	АО «Государственный Космический научно-производственный центр имени М.В. Хруничева («Производственное объединение «Полет-филиал АО «ГКНПЦ имени М.В. Хруничева»)	Предприятие по выпуску ракетно-космической техники	млн кВт·ч	33,0	36,0	39,0	39,0	41,0
			МВт	21,9***				

Примечания:

* – оценка по данным АО «ОмскВодоканал».

** – оценка по данным ООО «Омсктехуглерод».

*** – фактическая потребляемая максимальная мощность за последние пять лет согласно контрольным замерам нагрузки, МВт.

4.5. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности ЭС Омской области

Динамика изменения основных показателей режимов электропотребления ЭС Омской области за последние пять лет приведена в таблице № 7.

Таблица № 7

Основные показатели отчетных режимов электропотребления ЭС Омской области за период 2017 – 2021 годов.

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	За период 2017 – 2021 годов (к 2016 году)
Максимальное потребление электрической мощности, МВт	1786,2	1791,0	1775,9	1694,0	1775,4	
Абсолютный прирост максимального потребления электрической мощности, МВт	31,5	4,8	-15,1	-81,9	81,4	42,6
Прирост электрической мощности, в процентах	-1,8	0,3	-0,8	-4,6	4,8	-2,2
Среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения максимального потребления мощности ЭС, °С	-22,7	-28,9	-31,6	-18,5	-26,0	
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм; чч.мм	19.12; 8:00	26.01; 7:00	08.02; 8:00	03.12; 7:00	12.02; 8:00	
Число часов использования максимального потребления мощности, часов	6051	6150	6014	6110	6182	
Потребление мощности ЭС Омской области на час прохождения максимума потребления мощности ОЭС Сибири, МВт	1638,7	1730,7	1768,0	1631,5	1731,6	
Максимальное потребление электрической мощности ОЭС Сибири, МВт	29564	31199	31015	30852	30826	

Потребление электрической мощности ЭС Омской области на час прохождения максимума потребления ОЭС Сибири в 2017 году зафиксирована на отметке 1639 МВт, что составило 5,5 процента от общего потребления электрической мощности объединенной ЭС (29564 МВт). В 2021 году доля потребления электрической мощности ЭС Омской области от общего потребления мощности ОЭС Сибири незначительно увеличилась до 5,6 процента.

В 2021 году максимальное потребление электрической мощности ЭС Омской области составило 1775 МВт, что на 81 МВт, или на 4,8 процента, больше показателя 2020 года. Максимальное значение этого показателя зафиксировано в 2018 году на отметке 1791 МВт.

Коэффициент совмещения потребления мощности территориальной ЭС в максимуме потребления мощности ОЭС, который определяется на основе фактических данных о соотношении годовых совмещенных максимумов территориальной ЭС в составе ОЭС и собственных годовых максимумов потребления мощности территориальной ЭС, в период 2017 – 2021 годов варьируется в диапазоне 0,917 – 0,975, в 2021 году коэффициент совмещения составил – 0,975.

За последние 5 лет максимальное потребление электрической мощности ЭС Омской об-

[1] Информация представлена по данным территориального органа федеральной службы государственной статистики по Омской области. Данные за 2021 год еще не опубликованы.

ласти по сравнению с 2017 годом уменьшилось практически на 11 МВт, или на 0,6 процента. Среднегодовой прирост максимального потребления мощности за период 2017 – 2021 годов имел отрицательное значение и составил минус 0,48 процента.

Число часов использования максимального потребления мощности к 2021 году увеличилось на 130 часов относительно 2017 года. Уплотнение годового режима обусловлено вводом в рассматриваемый перспективный период потребителей с непрерывным и полунепрерывным циклом работы.

На рисунке 4 в графическом виде представлена динамика изменения максимального потребления электрической мощности в ЭС Омской области за последние пять лет и среднесуточная температура наружного воздуха.

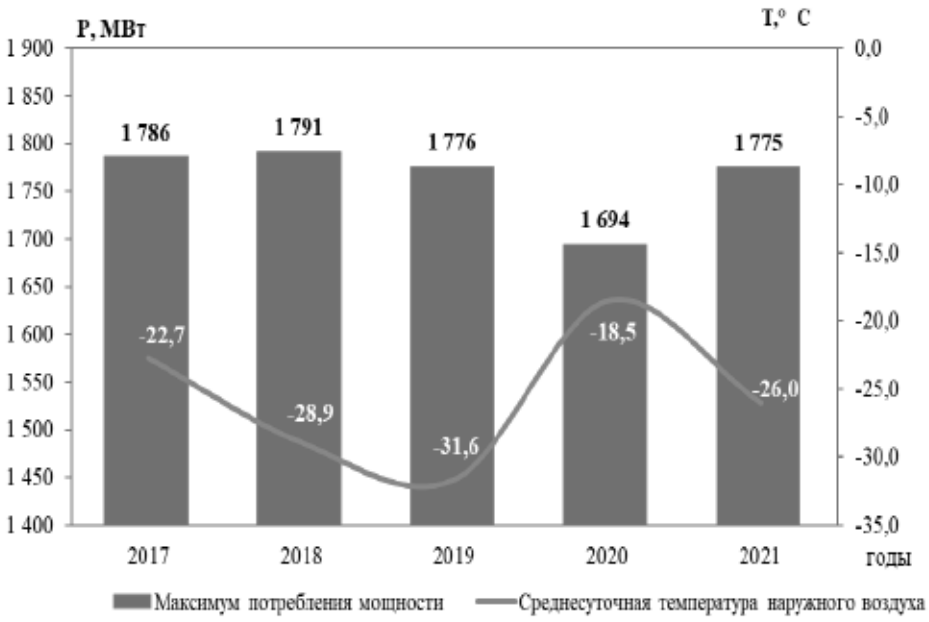


Рисунок 4 – Динамика изменения максимального потребления электрической мощности ЭС Омской области и температуры наружного воздуха за 2017 – 2021 годы

Как видно из рисунка 4 более высокой температуре наружного воздуха соответствует минимальное за рассматриваемый период значение максимального потребления мощности.

Распределение потребляемой мощности по энергорайонам ЭС представлено в таблице № 8. Указанное ниже распределение определялось по замерным часам зимнего дня контрольного замера. Из замерных часов этого дня по каждому отчетному году выбирался час с большим потреблением мощности. Значения электрической нагрузки приведены с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций. Час замера указан по московскому времени.

Таблица № 8

Распределение потребляемой электрической мощности по энергорайонам ЭС Омской области, МВт

Наименование энергорайонов / дата и час ДКЗ	2016 г. 21.12. 15:00	2017 г. 20.12. 6:00	2018 г. 19.12. 6:00	2019 г. 18.12. 6:00	2020 г. 16.12. 6:00
Восточные э/с	225,0	222,3	194,6	200,9	190,8
Западные э/с (без го Омск)	351,6	323,9	306,7	307,5	254,8
Северные э/с	68,2	61,4	57,8	58,7	58,7
Городской округ Омск	1111,2	1101,4	1028,9	1015,8	1064,6
Итого	1756,0	1709,0	1588,0	1582,9	1568,9

Как видно из таблицы 8, наибольшую долю мощности потребляет областной центр – городской округ Омск – более 1000 МВт, которая сформировалась крупными промышленными предприятиями, населением и потреблением на собственные нужды ТЭЦ, расположенных в городе. Наименьшее потребление электрической мощности зафиксировано в северных электрических сетях – около 58 МВт в 2020 году против 68 МВт в 2016 году.

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения структуры потребления электрической мощности энергорайонами ЭС Омской области в отчетный период в зимние дни контрольного замера.

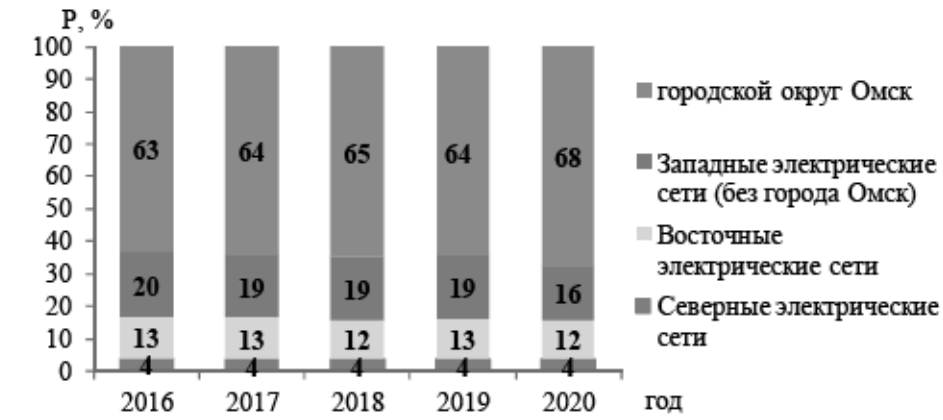


Рисунок 5 – Структура потребления мощности энергорайонов ЭС Омской области за отчетный период

Как видно из рисунка 5, доля городского округа Омск в общем потреблении мощности ЭС составляла в начале отчетного периода 63 процента, а в 2020 году достигла 68 процентов, что не в последнюю очередь связано с ограничениями из-за сложившейся в стране эпидемиологической ситуации. Наименьшая доля приходится на северный энергорайон – 4 процента.

4.6. Структура установленной электрической мощности на территории Омской области

Установленная мощность объектов генерации ЭС Омской области приведена в таблице № 9.

Таблица № 9

Установленная мощность объектов генерации Омской области (по состоянию на 1 января 2022 года)

Наименование организации	Источник электроснабжения	Установленная мощность, МВт	Процент от общей установленной мощности
АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-3	445,2	26,8
	Омская ТЭЦ-4	385	23,2
	Омская ТЭЦ-5	735	44,2
Итого АО «ТГК-11»		1565,2	94,2
ООО «Грин Энерджи Рус»	Нововаршавская СЭС	30	1,8
	Русско-Полянская СЭС	30	1,8
Итого ООО «Грин Энерджи Рус»		60	3,6
ООО «Омсктехуглерод»	ТЭС Омсктехуглерод	18	1,1
ПАО «Омскшина»	ТЭС Омскшина	12	0,7
ООО «Теплогенерирующий Комплекс»	ТЭС Теплогенерирующий Комплекс	6	0,4
Итого электростанции промышленных предприятий		36	2,2
Итого по ЭС Омской области		1661,2	100

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций ЭС Омской области по состоянию на 1 января 2022 года составляет 1661,2 МВт.

Анализ представленной структуры показывает следующее:

– установленная электрическая мощность тепловых электростанций АО «ТГК-11» составляет 94,2 процента (1565,2 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций ЭС Омской области;

– установленная электрическая мощность электростанций промышленных предприятий составляет 2,2 процента (36 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций ЭС Омской области;

– установленная электрическая мощность солнечных электростанций составляет 3,6 процента (60 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций ЭС Омской области;

– крупнейшей электростанцией на территории Омской области является Омская ТЭЦ-5 АО «ТГК-11» суммарной установленной мощностью 735,0 МВт (44,2 процента от суммарной установленной мощности электростанций ЭС Омской области).

В период 2017 – 2021 годов вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЭС Омской области не осуществлялся.

За период 2017 – 2021 годов ввод нового генерирующего оборудования в ЭС Омской области составил 60 МВт на СЭС, в том числе:

– 30 МВт (2 очереди по 15 МВт каждая) на Нововаршавской СЭС в 2020 году;

– 30 МВт (2 очереди по 15 МВт каждая) на Русско-Полянской СЭС в 2021 году.

Структура генерирующих мощностей ЭС Омской области с разбивкой по собственникам приведена на рисунке 6.

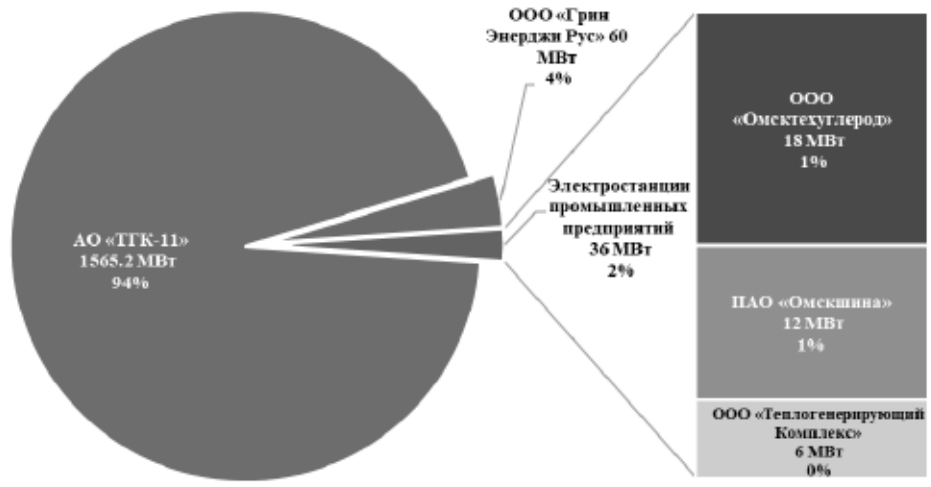


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций ЭС Омской области

4.7. Состав существующих электростанций и станций промышленных предприятий мощностью выше 5 МВт

Состав существующих электростанций, функционирующих на территории Омской области, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная электрическая мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице № 10.

Таблица №10

Состав существующих электростанций на территории Омской области

№ п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Блок / агрегат	Тип турбоагрегатов	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт
1	город Омск	АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-3	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	9	ПТ-60-90/13	1958	60
					10	Т-120/130-12,8	2016	120
					11	ПТ-60/65-130/13	1962	60
					12	ПТ-60-130/13	1963	60
					13	Р-60-130-1	1964	60
					ПГУ		2013	85,2
					1	LM2500+G4DLE		32,4
					2	LM2500+G4DLE		31,9
					3	ПТ Т-20/22-5,5/0,08		20,9
			Омская ТЭЦ-4	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	4	Р-50-130/15	1968	50
					6	Т-100/120-130-2	1971	100
					7	Т-100/120-130-2	1972	100
					9	ПТ-135/165-130/15	1978	135
			Омская ТЭЦ-5	ООО «Омсктехуглерод»	1	ПТ-98/106-12,8/1,28	1980	100
					2	ПТ-98/110-130/13-1М	1980	100
					3	Т-175/210-130	1982	175
					4	Т-175/210-130	1984	175
					5	Т-185/220-130	1988	185
		Итого по АО «ТГК-11»						1565,2
2	Омская область, поселок Нововаршавка	ООО «Грин Энерджи Рус»	Нововаршавская СЭС		1	AST-320 HV (11752 шт.)	2020	15
					2	AST-325 HV (80808 шт.)	2020	15
	Омская область, поселок Русская Поляна		Русско-Полянская СЭС		1	STP-340 (10808 шт.)	2021	15
					2	STP-345 (33992 шт.) STP-350 (9464 шт.) STP-370 (4524 шт.) STP-375 (15600 шт.) STP-380 (5044 шт.) STP-385 (4992 шт.)	2021	15
		Итого по ООО «Грин Энерджи Рус»						60
3	город Омск	ООО «Омсктехуглерод»	ТЭС Омсктехуглерод	ООО «Омсктехуглерод»	1	П-6-1,2/0,5	2004	6
					2	П-6-1,2/0,5	2004	6
					3	П-6-1,2/0,5	2004	6
		Итого по ООО «Омсктехуглерод»						18
4	город Омск	ПАО «Омскшина»	ТЭС Омскшина	ПАО «Омскшина»	1	Р-6-35/10м-1	2006	6
					2	Р-6-35/10м-1	2006	6
		Итого по ПАО «Омскшина»						12
5	город Омск	ООО «Теплогенерирующий Комплекс»	ТЭС Теплогенерирующий Комплекс	ООО «Теплогенерирующий Комплекс»	1	G3520E	2012	2
					2	G3520E	2012	2
					3	G3520E	2012	2
		Итого по ООО «Теплогенерирующий Комплекс»						6
Итого по Омской области								1661,2
ТЭС всего,								1601,2

в том числе: ПГУ	85,2
ПСУ	1510
ГТА	6
СЭС	60

4.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электрической энергии на электростанциях ЭС Омской области за 5 лет представлена в таблице № 11.

Таблица № 11

Структура выработки электроэнергии на электростанциях ЭС Омской области

Наименование электростанции	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов
Омская ТЭЦ-3	1662,1	23,9	1721,9	26,0	1361,0	22,2	1 390,3	23,9	1510,5	24,8
Омская ТЭЦ-4	1527,3	22,0	1497,3	22,6	1334,1	21,8	1 253,6	21,5	1279,8	21,0
Омская ТЭЦ-5	3554,9	51,1	3205,1	48,4	3221,8	52,6	2 975,9	51,2	3050,6	50,0
Электростанции промышленных предприятий	212,2	3,1	201,2	3,0	213,5	3,5	197,1	3,4	222,4	3,6
СЭС	–	–	–	–	–	–	0,3	0,0	34,6	0,6
Итого по Омской области	6956,5	100,0	6625,5	100,0	6130,5	100,0	5817,2	100,0	6097,9	100

В графическом виде структура выработки электроэнергии на электростанциях ЭС Омской области за 5 лет представлена на рисунке 7.

В 2021 году долевое участие ТЭС АО «ТГК-11» в суммарной выработке электрической энергии ЭС Омской области составило 95,8 процента, электростанций промышленных предприятий – 3,6 процента, СЭС ООО «Грин Энерджи Рус» – 0,6 процента.

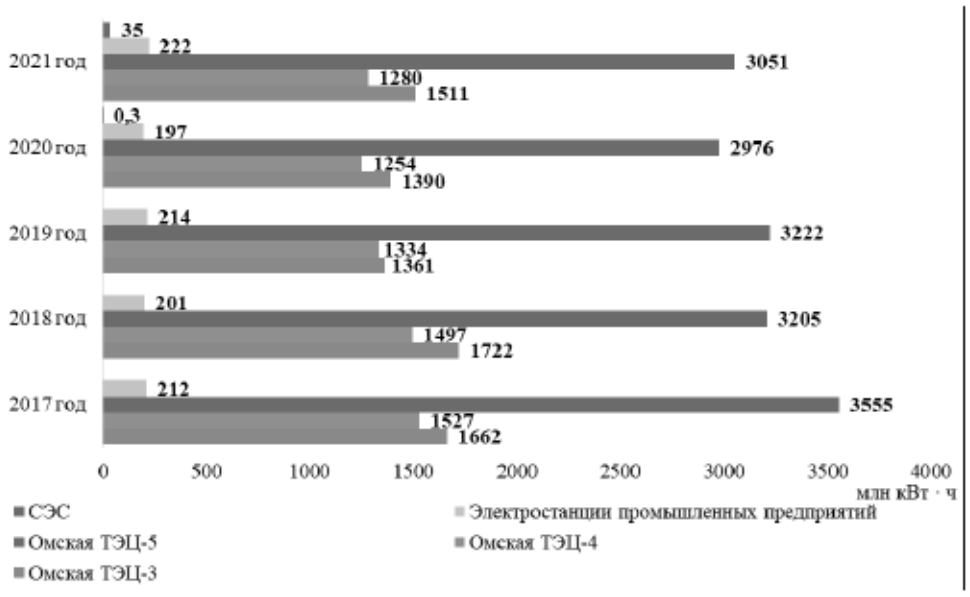


Рисунок 7 – Структура выработки электрической энергии на электростанциях ЭС Омской области за 2017 – 2021 годы

4.9. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

4.9.1. Балансы электрической энергии

Баланс электрической энергии ЭС Омской области за последние 5 лет представлен в таблице № 12 и на рисунке 8.

Таблица № 12

Баланс электрической энергии ЭС Омской области за 2017 – 2021 годы, млн кВт·ч

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление электрической энергии	10806,9	11015,0	10681,2	10350,4	10976,1
Выработка электрической энергии	6956,5	6625,5	6130,5	5817,2	6097,9
Сальдо перетоков («+» – получение; «-» – выдача)	3850,4	4389,4	4550,7	4533,2	4878,2

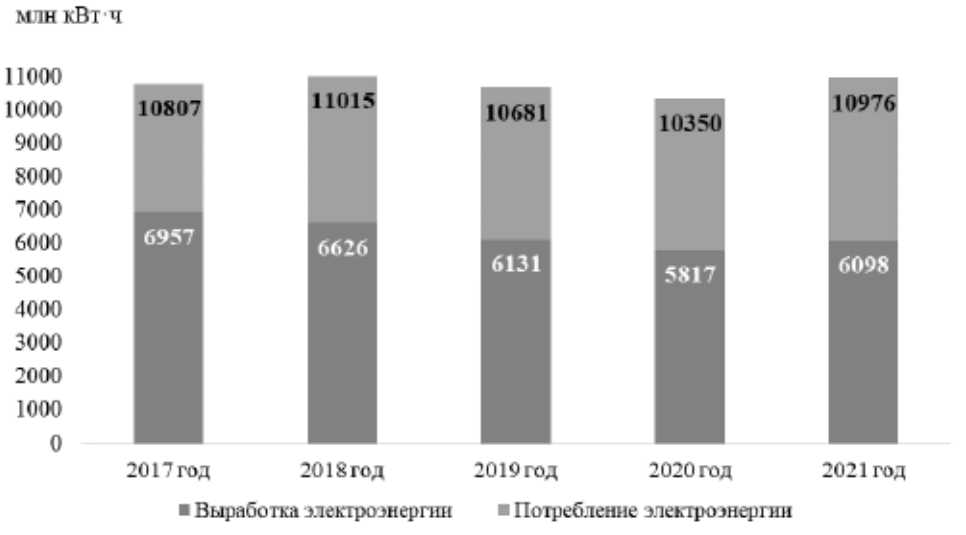


Рисунок 8 – Баланс электрической энергии ЭС Омской области за 2017 – 2021 годы

Фактический баланс электрической энергии ЭС Омской области за последние 5 лет складывался с дефицитом электрической энергии. Покрытие дефицита электрической энергии осуществлялось за счет перетоков по межсистемным линиям электропередачи из смежных ЭС.

4.9.2. Балансы мощности

Баланс мощности ЭС Омской области за последние 5 лет представлены в таблице № 13 и на рисунке 9.

Таблица № 13

Баланс мощности ЭС Омской области на час прохождения максимума потребления ЭС за 2017 – 2021 годы, МВт

№	Показатель	19.12.17 8:00	26.01.18 7:00	08.02.19 8:00	03.12.20 7:00	12.02.21 8:00
1	Установленная электрическая мощность, в том числе:	1607	1607	1601	1601	1631
	ТЭЦ	1565	1565	1565	1565	1565
	СЭС	–	–	–	–	30
	Электростанции промышленных предприятий	42	42	36	36	36
2	Ограничения, в том числе:	57	35	28	31	49
	ТЭЦ	40	16	16	16	16
	СЭС	–	–	–	–	16
	Электростанции промышленных предприятий	17	19	12	15	17
3	Располагаемая мощность, в том числе:	1552	1572	1574	1571	1582
	ТЭЦ	1525	1549	1549	1549	1549
	СЭС	–	–	–	–	14
	Электростанции промышленных предприятий	27	23	24	21	19
4	Ремонты, с учетом снижения мощности в связи с аварийным и неотложными ремонтами ЭРР, в том числе:	174	207	250	0	0
	ТЭЦ	174	207	250	0	0
	СЭС	–	–	–	–	0
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
5	Консервация, в том числе:	0	0	0	0	0
	ТЭЦ	0	0	0	0	0
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
6	Мощность в вынужденном простое	0	0	35	0	0
7	Мощность в реконструкции	0	0	0	0	100
8	Рабочая мощность, в том числе:	1378	1365	1289	1571	1482
	ТЭЦ	1351	1342	1264	1549	1449
	СЭС	–	–	–	–	14
	Электростанции промышленных предприятий	27	23	24	21	19
9	Резерв, в том числе:	326	197	331	664	350
	ТЭЦ	326	197	331	664	350
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
10	Перегруз, в том числе:	1	0	0	1	0
	ТЭЦ	0	0	0	0	0
	Электростанции промышленных предприятий	1	0	0	1	0
11	Нагрузка станций, в том числе:	1052	1168	957	907	1132
	ТЭЦ	1025	1145	933	885	1099
	СЭС	–	–	–	–	14
	Электростанции промышленных предприятий	27	23	24	21	19
12	Собственный максимум потребления ЭС	1786	1791	1776	1694	1775
13	Сальдо-переток (11–12)	734	623	819	787	644
14	Дефицит (-)/избыток (+) (8–12)	-408	-426	-487	-123	-293
15	Среднесуточная температура	-22,7	-28,9	-31,6	-18,5	-26,0

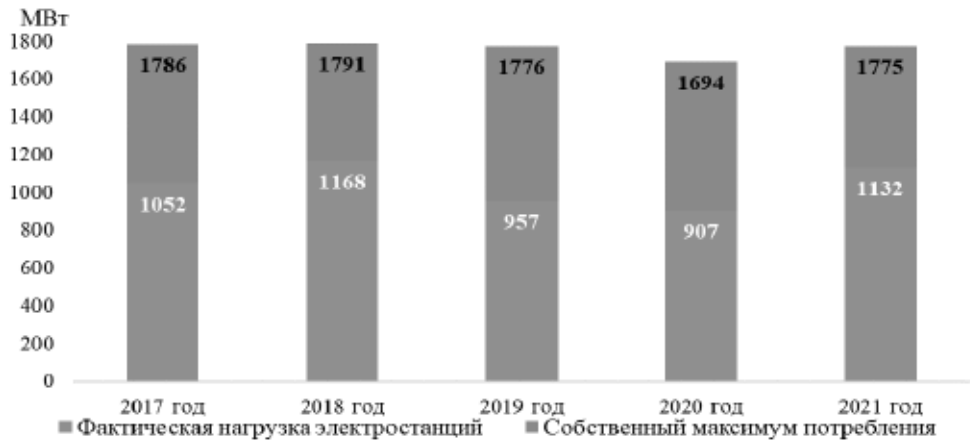


Рисунок 9 – Баланс мощности ЭС Омской области на час прохождения максимума потребления ЭС за 2017 – 2021 годы

Фактический баланс мощности ЭС Омской области за последние 5 лет складывался с дефицитом мощности. Дефицит мощности ЭС покрывается за счет перетоков мощности из смежных ЭС. При этом через ЭС Омской области проходит транзитный переток в направлении ЭС Тюменской области.

Несмотря на то что за период 2017 – 2021 годов установленная мощность электростанций выросла на 3,4 процента, ЭС Омской области остается дефицитной по мощности.

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

Показатели энерго- и электроэффективности Омской области за 2017 – 2021 годы представлены в таблице № 14.

Таблица № 14

Основные показатели энерго- и электроэффективности Омской области за 2017 – 2021 годы

Наименование показателя	Ед. измер.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Электроемкость ВРП	кВт·ч./тыс. руб.	14,6	14,3	14,5	13,9	13,6
Энергоемкость ВРП	т.у.т./ млн руб.	21,0	20,0	19,8	18,6	17,5
Электроемкость промышленной продукции	кВт·ч./тыс. руб.	5,1	4,6	4,4	4,3	4,3
Электровооруженность труда в промышленном производстве	тыс. кВт·ч./чел.	28,5	25,7	26,1	25,5	26,2
Электровооруженность труда в экономике	тыс. кВт·ч./чел.	10,0	10,2	10,4	10,3	9,8
Электропотребление в расчете на душу населения	тыс. кВт·ч./чел.	5490,2	5478,2	5619,6	5493,9	5372,1

Энергоемкость ВРП, электроемкость ВРП и промышленной продукции в целом за рассматриваемый период имеют тенденцию к снижению, что является показателем энергоэффективности экономики региона и тенденций к экономическому росту. Рост электровооруженности труда в промышленном производстве при некотором снижении электровооруженности труда в экономике в 2020 году объясняется наибольший динамикой потребления электрической энергии в промышленности и энергоэффективностью промышленных технологий

4.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона

На территории ЭС Омской области находится три подстанции класса напряжения 500 кВ (ПС 500 кВ Восход, ПС 500 кВ Иртышская, ПС 500 кВ Таврическая), семь подстанций 220 кВ (ПС 220 кВ Загородная, ПС 220 кВ Лузино, ПС 220 кВ Московка, ПС 220 кВ Называевская, ПС 220 кВ Ульяновская, ПС 220 кВ Нефтезаводская, ПС 220 кВ Ароматика), семь воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ, 20 воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ.

Общая протяженность ЛЭП, расположенных на территории Омской области, и суммарная

установленная электрическая мощность автотрансформаторов и трансформаторов:

– 500 кВ – 845,67 км/2004 МВА;

– 220 кВ – 854,45 км/2492 МВА.

Протяженность сетей 110 кВ филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» составляет 5231,3 км.

4.10.1. Перечень линий электропередачи и ПС 110 кВ и выше ЭС Омской области

Перечень существующих ЛЭП и подстанций ЭС Омской области классом напряжения 110 кВ и выше приведен в таблицах № 15, 16 соответственно.

Таблица № 15

Перечень существующих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше ЭС Омской области

№ пп.	Наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км	ИТС
1	ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход	2007	500	76,83	69
2	ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	2007	500	73,094	75,52
3	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	2015	500	270,312	72,18
4	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	1974	500	9,987	69,85
5	ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	1974	500	117,3	69,85
6	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	1978	500	165,483	76,53
7	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	1983	500	133,4	63,17
8	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225)	1985	220	18,46	81,97
9	КВЛ 220 кВ Восход – Московка	1979, 2018	220	46,23	н/д
10	КВЛ 220 кВ Восход – Татарская	1979, 2018	220	64,048	н/д
11	КВЛ 220 кВ Восход – Ульяновская	1979, 2018	220	50,772	н/д
12	ВЛ 220 кВ Загородная – Ульяновская (Д-1)	1987	220	60,046	54,39
13	ВЛ 220 кВ Лузино – Ароматика (Д-7)	1982	220	27,068	79,25
14	ВЛ 220 кВ Лузино – Называевская (Д-9)	1987	220	136,8	60,16
15	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)	1985	220	18,46	81,97
16	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Ароматика (Д-17)	1982	220	4,604	39
17	КВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Восход	1979, 2018	220	71,834	н/д
18	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Лузино (Д-8/18)	1982	220	28,711	85,31
19	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Нефтезаводская (Д-19)	1979	220	7,565	87,65
20	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 1 (Д-5)	1989	220	5,89	73,2
21	ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская № 2 (Д-6)	1989	220	5,85	95,33
22	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино I цепь (Д-11)	1976	220	57,2	61,07
23	ВЛ 220 кВ Таврическая – Лузино II цепь (Д-12)	1976	220	57,2	69,85
24	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка (Д-16)	1991	220	47,32	78,24
25	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка I цепь (Д-13)	1973	220	44,246	75,91
26	ВЛ 220 кВ Таврическая – Московка II цепь (Д-14)	1973	220	44,246	80,45
27	ВЛ 220 кВ Ульяновская – Нефтезаводская (Д-29)	1979	220	29,67	76,75
28	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	1958	110	24,67	62,08
29	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	1958	110	24,67	84,65
30	ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская-Т (С-123)	1955	110	20,71	87
31	ВЛ 110 кВ Калачинская-Т – Новокормиловская с отпайками (С-123)	1955	110	34,64	87
32	ВЛ 110 кВ Валерино – Калачинская (С-124)	1955	110	20,34	87
33	ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124)	1955	110	34,37	87
34	ВЛ 110 кВ Густафьево – Ачаирская – с отпайками (С-6)	1969	110	61,819	75
35	ВЛ 110 кВ Ачаирская Оросительная – Иртышская (С-60)	1969	110	30,8	81
36	ВЛ 110 кВ Коммунист – Иртышская с отпайкой на ПС Бердниково (С-162)	1981	110	27,63	81
37	ВЛ 110 кВ Коммунист – Черлак (С-160)	1969	110	27,7	87
38	ВЛ 110 кВ Черлак – Большой Атмас – Татарская (С-161)	1969	110	33,83	75
39	ВЛ 110 кВ Иртышская – Татарская (С-170)	1984	110	15,5	88
40	ВЛ 110 кВ Жатва – Ирт.500 (С-168)	1979	110	82,59	77
41	ВЛ 110 кВ Жатва – Ирт.500 (С-167)	1979	110	83,626	93
42	ВЛ 110 кВ Лузино – Жатва (С-68)	1979	110	111,57	89
43	ВЛ 110 кВ Лузино – Жатва (С-67)	1979	110	102,33	89
44	ВЛ 110 кВ Иртышская – Сибирская оросительная (С-171)	1986	110	10,45	86
45	ВЛ 110 кВ Сибирская оросительная – Нововаршавская (С-174)	1986	110	38,16	82
46	ВЛ 110 кВ Новоуральская – Нововаршавская (С-172)	1974	110	51,7	88
47	ВЛ 110 кВ Южная – Новоуральская (С-95)	1967	110	42,2	87
48	ВЛ 110 кВ Русская Поляна – Южная (С-92)	1975	110	33,706	86
49	ВЛ 110 кВ Павлоградская – Русская Поляна (С-93)	1975	110	70,05	77
50	ВЛ 110 кВ Одесская – Павлоградская (С-94)	1977	110	42,6	86
51	ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98)	1976	110	53,7	86
52	ВЛ 110 кВ Азово – Сосновская (С-98)	1976	110	22,83	74
53	ВЛ 110 кВ Память Тельмана – Азово (С-69)	1976	110	22,43	87
54	ВЛ 110 кВ Лузино – Память Тельмана с отпайкой на ПС Животновод (С-66)	1976	110	19,4	81
55	ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65)	1972	110	9,35	66
56	ВЛ 110 кВ Стрела – Таврич-С (С-65Т)	1969	110	3,46	87
57	ВЛ 110 кВ Стрела – Новоуральская (С-91)	1962	110	54,94	84
58	ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63)	1964	110	25,183	75
59	ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	1979	110	25,127	75
60	ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево (С-90)	1969	110	5	н/д
61	ВЛ 110 кВ Карбышево – Власть Труда (С-90)	1969	110	6,7	88
62	ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	1969	110	14,53	88
63	ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	1969	110	34,3	82
64	ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	1969	110	9,2	87
65	ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	110	9,22	87
66	КВЛ 110 кВ Московка – ОБВ-2 с отпайками (С-42)	1980	110	14,782	87
67	КВЛ 110 кВ Московка – ОБВ-1 с отпайками (С-43)	1965	110	19,711	87
68	ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко I цепь (С-3)	1964	110	13,72	75
69	ВЛ 110 кВ Лузино – Петрушенко II цепь (С-4)	1964	110	13,72	75
70	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная(С-7)	1961	110	56,685	87
71	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Загородная (С-8)	1961	110	61,966	87
72	КВЛ 110 кВ Густафьево – Московка с отпайкой на ПС Морозовка I цепь (С-11)	1956	110	14,347	88
73	КВЛ 110 кВ Густафьево – Московка с отпайкой на ПС Морозовка II цепь (С-12)	1956	110	14,347	93
74	ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская I цепь (С-13)	1955	110	23,733	87
75	ВЛ 110 кВ Густафьево – Новокормиловская с отпайкой на ПС Сыропятская II цепь (С-14)	1955	110	23,733	87
76	КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17)	1955	110	12,838	87
77	КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18)	1984	110	12,746	87
78	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Октябрьская с отпайками	1954	110	22,3588	72
79	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Съездовская с отпайками	1954	110	20,4202	84
80	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Съездовская (С-20)	н/д	110	2,3	93
81	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками I цепь (С-21)	1956	110	17,84	81
82	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Петрушенко с отпайками II цепь (С-22)	1956	110	22,1	93
83	ВЛ 110 кВ Лузино – Москаленки с отпайками (С-23)	1976	110	79,468	75
84	ВЛ 110 кВ Лузино – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24)	2004	110	78,848	75
85	ВЛ 110 кВ Москаленки – Юбилейная (С-25)	1956	110	51,726	87
86	ВЛ 110 кВ Москаленки – Юбилейная (С-26)	1956	110	58,718	87
87	ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко I цепь (С-27)	1972	110	46,32	89
88	ВЛ 110 кВ Загородная – Саргатская с отпайкой на ПС Романенко II цепь (С-28)	1972	110	43,607	86
89	ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками I цепь (С-31)	1956	110	86,076	87
90	ВЛ 110 кВ Петрушенко – Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	1956	110	91,606	87
91	ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская I цепь (С-33)	1956	110	51,42	81
92	ВЛ 110 кВ Драгунская – Называевская с отпайкой на ПС Кочковатская II цепь (С-34)	1956	110	51,42	81
93	ВЛ 110 кВ Называевская – Покровская (С-35)	1980	110	30,6	96
94	ВЛ 110 кВ Называевская – Путиловская (С-36)	1970	110	26,1	87
95	ВЛ 110 кВ Путиловская – Крутинская (С-36)	1970	110	34,8	87
96	ВЛ 110 кВ Крутинская – Чумановка (С-36)	1970	110	10,17	94
97	ВЛ 110 кВ Чумановка – Атрачи (С-37)	1972	110	27,5	88
98	ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Атрачи (С-37)	1972	110	36,99	88
99	ВЛ 110 кВ Драгунская – Тюкалинская (С-38)	1970	110	69,22	87
100	ВЛ 110 кВ Тюкалинская – Бекишево (С-39)	1972	110	52,66	87
101	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками I цепь (С-40)	1954	110	7,8	87
102	ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омская ТЭЦ-2 с отпайками II цепь (С-41)	1954	110	7,8	88
103	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть I цепь (С-45)	1977	110	10,044	89
104	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Пластмасс с отпайкой на ПС Омская нефть II цепь (С-46)	1977	110	10,044	89
105	ВЛ 110 кВ Кировская – ОБВ-2 (С-49)	1966	110	9,22	87
106	КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	1971	110	21,046	89
107	КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	1973	110	21,046	89
108	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61)	1956	110	20,029	87
109	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62)	1956	110	24,223	87
110	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками I цепь (С-109)	1983	110	8,692	96
111	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Октябрьская с отпайками II цепь (С-110)	1983	110	8,692	96
112	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками I цепь (С-101/15)	1960	110	48,635	87
113	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Густафьево с отпайками II цепь (С-102/16)	1960	110	48,635	87
114	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Шинная-2 с отпайкой на ПС Углеродная I цепь (С-113, 114)	1982	110	10,779	89
115	ВЛ 110 кВ Покровская – Утичье с отпайкой на ПС Жирновская (С-120); ВЛ 110 кВ Утичье – Тумановская (С-120); ВЛ 110 кВ Сельская – Тумановская с отпайкой на ПС Птичья (С-120)	1975	110	123,885	83
116	ВЛ 110 кВ Баженово – Бекишево (С-70)	1975	110	38,28	88
117	ВЛ 110 кВ Саргатская – Баженово (С-70)	1975	110	30,9	88
118	ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71)	1981	110	47,32	74
119	ВЛ 110 кВ Щербаки – Колосовка (С-71)	1981	110	51,83	76
120	ВЛ 110 кВ Саргатское – Большеречье (С-72)	1969	110	98,135	74
121	ВЛ 110 кВ Евгащино – Тара (С-73)	1973	110	75,486	76
122	ВЛ 110 кВ Большеречье – Муромцево с отпайкой на ПС Карташево (С-74А)	1971	110	55,42	85
123	ВЛ 110 кВ Большеречье – Моховой Привал с отпайками (С-74Б)	1971	110	31,64	79
124	ВЛ 110 кВ Колосовка – Тара (С-75)	1978	110	80,25	93
125	ВЛ 110 кВ Тара – Знаменка (С-76)	1971	110	51,4	75
126	ВЛ 110 кВ Тара – Екатерининская (С-77)	1971	110	16,2	82
127	ВЛ 110 кВ Шухово – Бакшеево (С-78)	1973	110	39,74	87
128	ВЛ 110 кВ Тевриз – Утьма (С-79)	1974	110	46,5	81
129	ВЛ 110 кВ Утьма – Усть-Ишим (С-79)	1974	110	39,8	86
130	ВЛ 110 кВ Орехово – Усть-Ишим (С-80)	1971	110	34,45	87
131	ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (С-80)	1971	110	53,3	84
132	ВЛ 110 кВ Знаменка – Большие Уки (С-81)	1971	110	52,44	42
133	ВЛ 110 кВ Знаменка – Шухово (С-82)	1972	110	28,4	59
134	ВЛ 110 кВ Екатерининская – Избышева (С-83)	1983	110	50,69	76
135	ВЛ 110 кВ Большеречье – Такмык (С-85)	1979	110	19,45	89
136	ВЛ 110 кВ Такмык – Евгащино (С-85)	1979	110	22,45	89
137	ВЛ 110 кВ Бакшеево – Тевриз (С-88)	1971	110	39,3	94
138	ВЛ 110 кВ Муромцево – Рязаны (С-185)	1991	110	29,35	73
139	ВЛ 110 кВ Рязаны – Избышева (С-186)	1991	110	47,45	89
140	ВЛ 110 кВ Шербакуль – Кутузовская (С-96)	1977	110	19,6	89
141	ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская (С-96)	1977	110	16,3	96
142	ВЛ 110 кВ Екатеринославка – Одесская (С-96)	1977	110	42,17	96
143	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская (С-117)	1979	110	5,92	89
144	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Ульяновская (С-116)	1979	110	5,84	89
145	ВЛ 110 кВ Ульяновская – Дубровская (С-119)	1982	110	30,16	89
146	ВЛ 110 кВ Красная Поляна – Дубровская (С-128)	1982	110	26,85	83
147	ВЛ 110 кВ Горьковская – Красная Поляна (С-128)	1982	110	12,36	82
148	ВЛ 110 кВ Горьковская – Нижне-Омская (С-129)	1983	110	45,4	82
149	ВЛ 110 кВ Москаленки – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакуль (С-5)	1972	110	98,841	89
150	ВЛ 110 кВ Николаевская – Петропавловская (С-131)	1985	110	15,2	89
151	ВЛ 110 кВ Петропавловская-нижнеомская (С-130)	1985	110	46,7	89
152	ВЛ 110 кВ Моховой привал – Нтколаевская (С-132)	1986	110	45,4	89
153	ВЛ 110 кВ Называевская – Майка (С-135)	1971	110	74,9	88
154	ВЛ 110 кВ Называевская – Майка (С-136)	1971	110	65,45	94
155	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 II цепь с отпайками	1954	110	10,67732	93
156	КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – Омская ТЭЦ-3 I цепь с отпайками	1954	110	10,80532	93
157	КВЛ 110 кВ Московка – Промышленная с отпайками I цепь (С-47)	1971	110	16,09	88
158	КВЛ 110 кВ Московка – Промышленная с отпайками II цепь (С-48)	1971	110	16,09	88
159	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская (С-107)	1970	110	7,95	87
160	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Фрунзенская (С-108)	1970	110	7,95	93
161	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-5 – Бройлерная (С-115)	1979	110	8.000	89
162	ВЛ 110 кВ Ульяновская – Бройлерная (С-118)	1979	110	13,26	67
163	ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-133)	1987	110	1,321	85
164	ВЛ 110 кВ Называевская – Называевская-Т (С-134)	1987	110	1,321	83
165	ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-141)	1987	110	28,139	94
166	ВЛ 110 кВ Петрушенко – Новомарьяновская (С-142)	1987	110	28,139	88
167	КЛ 110 кВ Фрунзенская – Прибрежная № 1 (С-105)	2010	110	13,223	95
168	КЛ 110 кВ Фрунзенская – Прибрежная № 2 (С-106)	2010	110	10,2497	95
169	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1)	1967	110	2,623	87
170	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2)	1977	110	1,598	87
171	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-1 (С-9)	1967	110	8,264	87
172	ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-4 – СК-2 (С-10)	1977	110	9,305	87

Таблица № 16

Перечень ПС 110 кВ и выше ЭС Омской области

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Тр-р	Марка	Мощность Тр-ра., МВА	Мощность ПС, МВА	ИТС	Год ввода
1	ПС 500 кВ Восход	500/220/10	АТ-1	АОД-ЦТН-167000/500/220-У1	3 167	501	95,5	2015
2	ПС 220 кВ Загородная	220/110/6	АТ-1	АТДЦТН-125000/220-68У1	125	250	90,7	1985
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		90,7	1985

3	ПС 500 кВ Иртышская	500/220/10	АТ-1	АТД-ЦТН-125000/220/110-У1	125	751	93,6	1989
			АТ-2	АТД-ЦТН-125000/220/110-У1	125		80,3	1989
			АТ-3	АОД-ЦТН-167000/500/220-У1	3х167		79,8	1989
4	ПС 220 кВ Лузино	220/110/10	АТ-1	АТДЦТН-125000/220-68У1	125	375	81,7	1976
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		90,7	1977
			АТ-3	АТДЦТН-125000/220-68У1	125		81,7	1981
5	ПС 220 кВ Московка	220/110/10	АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110-75У1	250	500	93,1	1983
			АТ-2	АТДЦТН-250000/220/110-75У1	250		94,7	1989
6	ПС 220 кВ Называевская	220/110/10	АТ-1	АТДТ-ЦН-125000/220/110-82У1	125	125	81,1	1986
7	ПС 500 кВ Таврическая	500/220/10	АТ-1	АОД-ЦТН-167000/500/220-У1	3х167	1002	82,2	1975
			АТ-2	АОД-ЦТН-167000/500/220-У1	3х167		92,9	1978
8	ПС 220 кВ Ульяновская	220/110/10	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	125	250	91,6	1978
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	125		90,7	1983
9	ПС 220 кВ Нефтезаводская	220/6/6	Т-2	ТРДЦН-63000/220-У1	63	126	-	2018
			Т-3	ТРДЦН-63000/220-У1	63		-	2017
10	ПС 220 кВ Ароматика	220/6/6	Т-1	ТРДЦН-63000/220-У1	63	126	-	2017
			Т-4	ТРДЦН-63000/220-У1	63		-	2018
11	ПС 110 кВ Азово	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	73	1997
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		78	1997
12	ПС 110 кВ Амурская	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	178	89	1975
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		89	1983
13	ПС 110 кВ Атрачи	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	80	1978
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		85	1985
14	ПС 110 кВ Ачаирская оросительная	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	83	1979
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		89	1989
15	ПС 110 кВ Ачаирская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	89	1981
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		85	1981
16	ПС 110 кВ Баженово-110	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	6.3	83	1983
17	ПС 110 кВ Бакшеево	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	89	1973
			2Т	ТМ-2500/110/10	2.5		84	1973
18	ПС 110 кВ Барановская	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	1976
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2014
19	ПС 110 кВ Бердниково	110/35/6	1Т	ТМТН-6300/110/35/6	6.3	6.3	75	1981
20	ПС 110 кВ Богословка	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	86	1993
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		83	1993
21	ПС 110 кВ Большая Тава	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	83	1988
22	ПС 110 кВ Большеречье	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	82	1971
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		75	1986
23	ПС 110 кВ Большие Кучки	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	87	1971
24	ПС 110 кВ Большие Уки	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	16.3	75	1990
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		92	1973
25	ПС 110 кВ Большой Атмас	110/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	16.3	73	1988
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		83	1986
26	ПС 110 кВ Бражниково	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	82	1979
27	ПС 110 кВ Бройлерная	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	84	1979
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		85	1980
28	ПС 110 кВ Валуевская 1	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	81	1996
29	ПС 110 кВ Валуевская 2	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	6.3	85	1983
30	ПС 110 кВ Великорусская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1993
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1995
31	ПС 110 кВ Весенняя	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2008
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		90	2008
32	ПС 110 кВ Власть Труда	110/35/6	1Т	ТДТН-16000/110/35/6	16	26	92	1992
			2Т	ТДТН-10000/110/35/6	10		87	1978
33	ПС 110 кВ Восточная-110	110/35/6	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/6	10	20	90	1964
			2Т	ТДТН-10000/110/35/6	10		90	1973
34	ПС 110 кВ Гауф	110/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	16.3	90	1989
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		84	1989
35	ПС 110 кВ Голубковская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1993
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1993
35	ПС 110 кВ Горьковская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		86	1983
37	ПС 110 кВ Дубровская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1987
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		84	1987
38	ПС 110 кВ Евгащино	110/10	1Т	ТАМГ-2500/110/10	2.5	5	89	1970
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		85	1986
39	ПС 110 кВ Екатерининская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	90	1971
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		92	1977
40	ПС 110 кВ Екатеринославская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1990
41	ПС 110 кВ Животновод	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1994
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		93	1994
42	ПС 110 кВ Жирновская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	90	2008
43	ПС 110 кВ Заливино	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	71	1999
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		80	1979
44	ПС 110 кВ Западная	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	76	1980
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		92	1993
45	ПС 110 кВ Знаменская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	83	1985
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		76	1989
46	ПС 110 кВ Избышево	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	86	1983
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		89	1990
47	ПС 110 кВ Ингалы	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	87	1990
			2Т	ТАМГ-2500/110/10	2.5		86	1968
48	ПС 110 кВ Иртышская	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1977
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		89	1977
49	ПС 110 кВ Исаковская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	84	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		82	1988
50	ПС 110 кВ Калачинская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	81	1982
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		83	1982
51	ПС 110 кВ Карбышево	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	84	1988
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		78	1988
52	ПС 110 кВ Карташово	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1976
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		88	1984
53	ПС 110 кВ Кировская	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	100	2020
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		76	1978
54	ПС 110 кВ Колосовская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	74	1970
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		80	1974
55	ПС 110 кВ Коммунист	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	82	1976
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		70	1986
56	ПС 110 кВ Копейкино	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1989
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		65	1977
57	ПС 110 кВ Красная Поляна	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	81	1986
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	1989
58	ПС 110 кВ Крутинская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1991
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		89	1991
59	ПС 110 кВ Куйбышевская	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	71	1983
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		73	1976
60	ПС 110 кВ Кутузовская	110/10	1Т	LT/R-15000/110/10	15	15	80	1978
61	ПС 110 кВ Левобережная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	2008
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		90	2008
62	ПС 110 кВ Мангут	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	80	1970
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		81	1990
63	ПС 110 кВ Маяк	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	83	1984
64	ПС 110 кВ Морозовская	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	89	1992
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		84	1992
65	ПС 110 кВ Моховой Привал	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	89	1971
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		90	1987
66	ПС 110 кВ Муромцево	110/35/10	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/10	10	26	87	1982
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		88	1984
67	ПС 110 кВ Надеждинский ТПК	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	78	1990
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		86	1990
68	ПС 110 кВ Нижнеомская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1985
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		78	1985
69	ПС 110 кВ Николаевская	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1990
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1990
70	ПС 110 кВ Новая	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	86	1991
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		81	1991
71	ПС 110 кВ Нововаршавская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	78	1974
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1986
72	ПС 110 кВ Новокормиловская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	92	1986
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		88	1986
73	ПС 110 кВ Новологиново	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	80	1971
74	ПС 110 кВ Новолюбинская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	86	1976
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		80	1981
75	ПС 110 кВ Новомарьяновская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1988
76	ПС 110 кВ Новотроицкая-110	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	85	1977
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		81	1988
77	ПС 110 кВ Новоуральская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1985
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1988
78	ПС 110 кВ Новоцарицыно	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	83	1972
			2Т	ТМН-2500/110-80У1	2.5		81	2000
79	ПС 110 кВ Новоягодное	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	90	1988
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		90	1988
80	ПС 110 кВ Одесская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	76	1982
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		77	1983
81	ПС 110 кВ Окончешниковская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	93	1973
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		83	1979
82	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10	1Т	ТДТНГ-40500/110/35/10	40.5	120.5	90	1971
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2017
			3Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2006
83	ПС 110 кВ Омская Нефть	110/6	1Т	ТРДН-25000/110/6	25	50	78	1984
			2Т	ТРДН-25000/110/6	25		81	1984
84	ПС 110 кВ Орехово-110	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	82	1997
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		79	1990
85	ПС 110 кВ Оросительная	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	6.3	77	1985
86	ПС 110 кВ Павлоградская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	82	1978
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		71	1982
87	ПС 110 кВ Память Тельмана	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	84	1986
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		83	1997
88	ПС 110 кВ Парниковая	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1983
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		84	1992
89	ПС 110 кВ Петропавловская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	90	1986
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		80	1986
90	ПС 110 кВ Победитель	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	88	1986
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		82	1987
91	ПС 110 кВ Покровская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	90	1982
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	2002
92	ПС 110 кВ Полтавка	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	80	1973
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		82	1976
93	ПС 110 кВ Почекуево	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	76	1984
94	ПС 110 кВ Прибрежная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	90	2010
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2010
95	ПС 110 кВ Пристанская-110	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	16	83	1989
96	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	81	1998
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		86	1989
97	ПС 110 кВ Птичья	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	8.8	89	1980
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		90	2008
98	ПС 110 кВ Путиловская	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	86	1986
99	ПС 110 кВ Радищево	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	79	1991
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		83	2002
100	ПС 110 кВ Романенко	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	87	1973
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		87	1976
101	ПС 110 кВ Русская Поляна	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	85	1988
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		83	1988
102	ПС 110 кВ Рязаны	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	95	1990
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		90	1990
103	ПС 110 кВ Саргатская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	76	2008
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		81	1981
104	ПС 110 кВ Свердлово	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	2.5	90	1983
105	ПС 110 кВ Северозападная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2014
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		95	2014
106	ПС 110 кВ Сельская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	87	1975
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		81	1976
107	ПС 110 кВ Сибзавод	110/10	1Т	ТРДН-32000/110/10	32	64	80	1967
			2Т	ТРДН-32000/110/10	32		78	1967
108	ПС 110 кВ Сибирская оросительная	110/35/10	2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	10	81	1990
109	ПС 110 кВ Советская	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	88	1977
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		80	1976
110	ПС 110 кВ Сосновская	110/35/10	1Т	ТДТНГ-10000/110/35/10	10	20	90	1965
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		90	1973
111	ПС 110 кВ Стрела	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10	16	32	77	1976
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		76	1977
112	ПС 110 кВ Сургутская	110/35/10	1Т	ТДТН-25000/110/35/10	25	50	93	2018
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		95	2017
113	ПС 110 кВ Съездовская	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	78	1978
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		92	1981
114	ПС 110 кВ Таврическая	110/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	6.3	77	1998
115	ПС 110 кВ Такмык	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	68	1976
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		86	1979
116	ПС 110 кВ Тара	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	92	1981
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		92	1983
117	ПС 110 кВ Татарская	110/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	16.3	92	1976
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		92	1984
118	ПС 110 кВ Тевризская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	77	1973
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		85	1985

119	ПС 110 кВ Телевизионная	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	12.6	90	1994
			2Т	ТМН-6300/110/10	6.3		68	1994
120	ПС 110 кВ Тумановская	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	85	1975
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		85	1990
121	ПС 110 кВ Тюкалинская	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	89	1992
			2Т	ТДТНФ-16000/110/35/10	16		81	1992
122	ПС 110 кВ Усть-Ишимская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	82	1987
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		90	1992
123	ПС 110 кВ Утичье	110/10	2Т	ТМ-2500/110/10	2.5	2.5	90	1985
124	ПС 110 кВ Утьма	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	92	1974
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		90	1980
125	ПС 110 кВ Фрунзенская	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	82	1984
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		83	1993
126	ПС 110 кВ Центральная	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	95	2017
			2Т	ТРНДЦН-40000/110/10	40		81	1988
127	ПС 110 кВ Черлакская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	26	80	1969
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		82	1989
128	ПС 110 кВ Чунаевская	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	20	90	1980
			2Т	ТДН-10000/110/10	10		95	1980
129	ПС 110 кВ Шербакульская	110/35/10	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	10	20	90	1974
			2Т	ТДТН-10000/110/35/10	10		73	1976
130	ПС 110 кВ Шипицино	110/10	1Т	ТМН-6300/110/10	6.3	6.3	86	1990
131	ПС 110 кВ Шухово	110/10	1Т	ТМН-2500/110/10	2.5	5	74	1994
			2Т	ТМН-2500/110/10	2.5		89	1973
132	ПС 110 кВ Щербаки	110/35/10	1Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3	12.6	95	1990
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		86	1990
133	ПС 110 кВ Энтузиастов	110/10	1Т	ТРДН-40000/110/10	40	80	80	2003
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		88	2003
134	ПС 110 кВ Юбилейная	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	41	92	1975
			2Т	ТДТН-25000/110/35/10	25		83	1991
135	ПС 110 кВ Южная	110/35/10	1Т	ТМТ-6300/110/35/10	6.3	12.6	86	1966
			2Т	ТМТН-6300/110/35/10	6.3		87	1999
136	ПС 110 кВ ГПП-1	110/6	1Т	ТДН-40000/110	40	80	-	1967
			2Т	ТДН-40000/110	40		-	1968
137	ПС 110 кВ ГПП-2	110/6	1Т	ТДН-40000/110	40	80	-	1992
			2Т	ТДН-40000/110	40		-	1992
138	ПС 110 кВ Снежная	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10	25	50	-	1970
			2Т	ТРДН-25000/110/10	25		-	1970
139	ПС 110 кВ Промышленная	110/10	1Т	ТРДЦН-63000/110/10	63	126	-	1978
			2Т	ТРДЦН-63000/110/10	63		-	1978
140	ПС 110 кВ Шинная-1	110/10	1Т	ТДНГ-31500/110/10	31.5	71.5	-	1965
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		-	1965
141	ПС 110 кВ Шинная-2	110/10/6	1Т	ТРДЦН-80000/110/6	80	143	-	1982
			2Т	ТРДН-63000/110/6	63		-	1982
142	ПС 110 кВ Черемуховская	110/10/6	1Т	ТДН-10000/110/6	10	20	-	1991
			2Т	ТДН-10000/110/6	10		-	1991
143	ПС 110 кВ Углеродная	110/10	1Т	н/д	40	80	-	1981
			2Т	н/д	40		-	1981
144	ПС 110 кВ Юнино	110/10	1Т	ТДТН-16000/110/10	16	32	100	1974
			2Т	ТДТН-16000/110/10	16		100	1974
145	ПС 110 кВ Исилькуль	110/10	1Т	ТДТН-25000/110/10	25	41	100	1988
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	2000
146	ПС 110 кВ Озеро Комысловское	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	100	1996
147	ПС 110 кВ Кухарево	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	26	100	1982
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1986
148	ПС 110 кВ Куянбар	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	-	2005
149	ПС 110 кВ Москаленки	110/35/10	1Т	ТДТН-16000/110/35/10	16	32	100	1977
150			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	16		100	1968
151	ПС 110 кВ Помурино	110/6	1Т	ТДРУНГ 20000/110	20	20	100	1974
152	ПС 110 кВ Пикетное	110/10	1Т	ТДГ-10000/110/10	10	20	100	1955
153			2Т	ТДН-10000/110/10	10		100	1968
154	ПС 110 кВ Татьяновка	110/6	1Т	ТДРУНГ-20000/110	20	20	-	1968
155	ПС 110 кВ Алонский	110/10	1Т	ТДН-10000/110/10	10	10	100	1975
156	ПС 110 кВ Мариановка	110/35/10	1Т	ТДТГ-15000/110/35/10-66	15	31	100	1956
157			2Т	ТДТН-16000/110/35/10 У1	16		100	1967
158	ПС 110 кВ Лузино	110/10	1Т	ТДТГ-10000/110/10	10	26	100	1955
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1971
159	ПС 110 кВ Входная	110/10	1Т	ТДТН-25000/110/10	25	41	100	1991
			2Т	ТДН-16000/110/10	16		100	1979
160	ПС 110 кВ Фадино	110/10	1Т	ТДН-16000/110-66	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110-66	16		100	1979
161	ПС 110 кВ Новоселецк	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
162	ПС 110 кВ Стрела	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
163	ПС 110 кВ Амре	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
164	ПС 110 кВ Жатва	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
165	ПС 110 кВ Новоуральск	110/10	1Т	ТДН-16000/110/10 У1	16	32	100	1979
			2Т	ТДН-16000/110/10 У1	16		100	1979
166	ПС 110 кВ Любовка	110/10	1Т	ТДТН-25000/110-76У1	25	50	100	1979
			2Т	ТДТН-25000/110-76У1	25		100	1979
167	ПС 110 кВ Талапкер	110/10	1Т	ТДН-16000/110/-76У1	16	32	100	1974
			2Т	ТДН-16000/110/-76У1	16		100	1974
168	ПС 110 кВ Иртышское	115/27,5/11	1Т	ТЖТ-НЖ-40000-115/27,5/11	40	80	100	1980
			2Т	ТЖТ-НЖ-40000-115/27,5/11	40		100	1980
169	ПС 110 кВ ВОС	110/6/6	1Т	ТРДН-110/6/6	32	64	81,4	1974
			2Т	ТРДН-110/6/6	32		81,2	1974
170	ПС 110 кВ ОБВ-1	110/6	1Т	ТДГ-110/6	10	20	86,6	1965
			2Т	ТДТН-110/6	10		81,2	1965
171	ПС 110 кВ ОБВ-2	110/6	1Т	ТДТН-110/6	10	20	83,1	1975
			2Т	ТДТН-110/6	10		93,3	1975
172	ПС 110 кВ ГНС	110/6	1Т	ТДН-110/6	10	20	84,3	1970
			2Т	ТДН-110/6	10		84,6	1970
173	ПС 110 кВ Падь	110/6	1Т	ТДН-110/6	16	32	83,9	1979
			2Т	ТДН-110/6	16		82,9	1979
174	ПС 110 кВ Кислородная	110/10/6	1Т	ТДТН-110/6/6	40	80	81,4	1984
			2Т	ТДТН-110/6/6	40		81,4	1984
175	ПС 110 кВ Комсомольская	110/35/6	1Т	ТДТН-110/35/6	16	32	81,4	1977
			2Т	ТДТН-110/35/6	16		81,4	1977
176	ПС 110 кВ Заводская	110/6	1Т	ТДН-110/6	10	20	-	1987
			2Т	ТДН-110/6	10		-	1987
177	ПС 110 кВ Называевская-т	110/10	1Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16	32	100	1980
			2Т	ТДН – 16000/110/10	16		100	1980
178	ПС 110 кВ Кочковатская	110/10	1Т	ТДН – 10000/110/10	10	20	100	1977
			2Т	ТДН – 10000/110/10	10		100	1983
179	ПС 110 кВ Драгунская	110/10	1Т	ТДН – 16000/110/10	16	32	100	1988
			2Т	ТДН – 16000/110/10	16		100	1991
180	ПС 110 кВ Новокиевская	110/10	1Т	ТДТГ-10000/110/35/10	10	26	100	1958
			2Т	ТДТГ-16000/110/35/10	16		100	1983
181	ПС 110 кВ Любинская	110/10	1Т	ТДН – 16000/110/10	16	32	100	1985
			2Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16		100	1968
182	ПС 110 кВ Петрушенко	110/10	1Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16	32	100	1975
			2Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16		100	1975
183	ПС 110 кВ Омск	110/10	1Т	ТДН – 16000/110/10	16	32	100	1973
			2Т	ТДН – 16000/110/10	16		100	1983
184	ПС 110 кВ Густафьево	110/10	1Т	ТДН – 16000/110/10	16	31	100	1970
			2Т	ТДТНГ-15000/110/35/10	15		100	1961
185	ПС 110 кВ Сыропятская	110/10	1Т	ТДН – 10000/110/10	10	20	-	1968
			2Т	ТДН – 10000/110/10	10		100	1968
186	ПС 110 кВ Кормиловка	110/10	1Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16	32	100	1975
			2Т	ТДТН – 16000/110/35/10	16		100	1976
187	ПС 110 кВ Осокино	110/10	1Т	ТДРУНГ-20000/110/6/3,3	12.75	12.75	-	1966
188	ПС 110 кВ Калачинская-т	110/10	1Т	ТРДН-25000/110/10/10	25	50	100	1989
			2Т	ТНД-ЦМ-25000(16000)/110/10	25		100	1989
189	ПС 110 кВ Валерино	110/10	1Т	ТДН – 16000/110/10	16	31	100	1989
			2Т	ТДГ-15000/110/10	15		100	1959
190	ПС 110 кВ Илюшкино	110/10	1Т	ТДРУНГ-20000/110/6/3,3	12.75	12.75	-	1967
191	ПС 110 кВ Колония	110/10	1Т	ТДТГ-15000/110/35/10	16	31	100	1961
			2Т	ТДТН-16000/110/35/10	15		100	1971
192	ПС 110 кВ Пластмасс	110/10	1Т	ТРДН-63000/110/10	63	103	70	1989
			2Т	ТРДН-40000/110/10	40		70	1989

4.10.2 .Изменение эксплуатационного состояния электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше отчетного периода

В ЭС Омской области в отчетном периоде изменилось эксплуатационное состояние электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше согласно таблице № 17.

Таблица № 17

Изменение состояние электросетевых объектов 110 кВ и выше и объектов генерации установленной мощностью 5 МВт и выше до 2021 года включительно

Наименование объекта	Собственник	Характеристика (км, МВА, МВт, Мвар)	Тип изменения	Год реализации	Тип
Нововаршавская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	30 МВт	Новый ввод	2020	Солнечные агрегаты
Русско-Полянская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	30 МВт	Новый ввод	2021	Солнечные агрегаты
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тара с установкой УШР	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	25 Мвар	Реконструкция	2021	УШР
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Сосновская	Филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»		Реконструкция	2021	СВ-110

4.11. Основные внешние электрические связи ЭС Омской области

ЭС Омской области связана с ЭС ОЭС Сибири, ОЭС Урала и с ЭС Республики Казахстан:

с ЭС Республики Казахстан
– ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (параллельная работа);
– ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (параллельная работа);
– ВЛ 500 кВ Экибазстуская ГРЭС-1 – Таврическая (параллельная работа);
– ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224) (параллельная работа);
– ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225) (параллельная работа);
– ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино (раздельная работа);
– ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино (раздельная работа).
С ЭС Новосибирской области:
– ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход (параллельная работа);
– КВЛ 220 кВ Восход – Татарская (параллельная работа);
– ВЛ 110 кВ Валерино – Каратканск с отпайками (З-15 Валерино – Каратканск) (параллельная работа);
– ВЛ 110 кВ Валерино – Колония с отпайкой на ПС Илюшкино (З-16 Валерино – Колония) (параллельная работа).
С ЭС Тюменской области:
– ВЛ 500 кВ Восход – Витязь (параллельная работа);
– ВЛ 110 кВ Выстрел – Мангут-Т с отпайкой на ПС Мангут (С-135) (раздельная работа);
– ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут (С-136) (раздельная работа);
– ВЛ 110 кВ Орехово – Каргалы (раздельная работа).
Блок-схема электрических связей ЭС Омской области представлена на рисунке 10.

Рисунок 10 – Блок-схема внешних электрических связей ЭС Омской области

4.12. Единый топливно-энергетический баланс Омской области

4.12.1. Источники информации для формирования топливно-энергетического баланса Омской области

Для составления единых топливно-энергетических балансов Омской области за 2016 – 2020 годы использовалась информация, предоставленная территориальным органом федеральной службы государственной статистики по Омской области, а именно:
– электробаланс Омской области (статистические сборники за 2016 – 2020 годы);
– поступление и расход топлива и теплоэнергии по организациям Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2020 годы);
– потребление топливно-энергетических ресурсов организациями Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2020 годы);
– снабжение теплоэнергией населения и организаций Омской области (статистические бюллетени за 2016 – 2020 годы);
– основные показатели деятельности добывающих, обрабатывающих производств, организаций электроэнергетики и водоснабжения Омской области (статистические бюллетени за 2018 – 2020 годы);
– вывоз и ввоз отдельных видов продукции и товаров (статистические бюллетени за 2016 – 2020 годы).

Единые топливно-энергетические балансы составлены по рекомендуемому образцу, приведенному в приложении № 1 к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований», и объединяют данные однопродуктовых энергетических балансов.

Однопродуктовые балансы составлены согласно образцу, представленному в приложении № 2 к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

4.12.2. Однопродуктовые топливно-энергетические балансы Омской области

Балансы были сформированы в единых энергетических единицах – т.у.т., в качестве которого принимается теплотворная способность 1 кг каменного угля, равная 7000 ккал.

Коэффициенты перевода в условное топливо определялись в соответствии с приложением № 3 к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

Таблица № 18

Однопродуктовый баланс «Уголь», тонн

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	–	–	–	–	–
Ввоз	2	2 159 867	2 330 190	2 231 647	1 910 840	2 545 634
Вывоз	3	–	–	–	–	–
Изменение запасов	4	31 637	-100 741	-94 354	138 126	-52 662
Потребление первичной энергии	5	2 191 504	2 229 449	2 137 293	2 048 966	2 492 972
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	35 972
Производство электрической энергии	7	-1 170 504	-1 253 011	-1 129 343	-1 082 959	-1 435 341
Производство тепловой энергии	8	-902 850	-883 548	-922 599	-887 814	-961 031
Теплоэлектростанции	8.1	-591 847	-586 111	-644 394	-627 091	-880 218
Котельные	8.2	-311 003	-297 437	-278 204	-260 723	-80 813
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	–	–	–	–	–
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	–	–	–	–	–
Потери при передаче	11	–	–	–	–	–
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	118 151	92 029	85 347	78 045	60 628
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	8 823	6 878	6 460	6 172	5 851
Промышленность	14	3 926	4 526	6 858	5 520	211
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	–	–	–
обрабатывающие производства	14.2	3 926	4 526	6 859	5 520	211
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	–	–	–	–	–
Строительство	15	1 046	355	286	221	–
Транспорт и связь	16	6 523	6 651	7 768	6 956	5 472
Железнодорожный	16.1	2 519	2 056	1 974	2 116	717
Трубопроводный	16.2	–	–	–	–	–
Автомобильный	16.3	636	749	639	654	424
Прочий	16.4	2 584	2 870	4 166	3 504	5 472
Сфера услуг	17	58 804	48 069	51 200	49 450	43 303
Население	18	39 029	25 548	12 774	9 727	5 792
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	–

Таблица № 19

Однопродуктовый баланс «Сырая нефть», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	341 761	279 902	240 156	216 294	159 837
Ввоз	2	20 524 610	19 668 348	21 144 368	20 891 017	19 976 023
Вывоз	3	–	–	–	–	–
Изменение запасов	4	–	–	–	–	–
Потребление первичной энергии	5	20 866 371	19 948 250	21 384 524	21 107 311	20 135 861
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	–
Производство электрической энергии	7	–	–	–	–	–
Производство тепловой энергии	8	-381	-556	-546	-546	-310
Теплоэлектростанции	8.1	–	–	–	–	–
Котельные	8.2	-381	-556	-546	-546	-310
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	20 865 990	19 947 694	21 383 978	21 105 979	20 135 104
Переработка нефти	9.1	20 865 990	19 947 694	21 383 978	21 105 979	20 135 104
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	–	–	–	–	–
Потери при передаче	11	–	–	–	–	–
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	н/д	1669	1122	786	447
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	–	–	–	–	–
Промышленность	14	–	–	–	–	–
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	–	–	–
обрабатывающие производства	14.2	–	–	–	–	–
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	–	–	–	–	–
Строительство	15	–	–	–	–	–
Транспорт и связь	16	н/д	1669	1122	786	447
Железнодорожный	16.1	–	0	–	0	–
Трубопроводный	16.2		–	–	–	–
Автомобильный	16.3	–	0	–	0	–
Прочий	16.4	–	0	–	0	–
Сфера услуг	17	–	0	–	0	–
Население	18	–	0	–	0	–
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	–

Таблица № 20

Однопродуктовый баланс «Нефтепродукты», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	20 943 160	21 479 268	20 847 834	19 743 359	н/д
Ввоз	2	66 145	53 911	95 516	107 196	н/д
Вывоз	3	-17 589 495	-18 889 543	-18 199 148	-17 519 778	н/д
Изменение запасов	4	-11 519	684	10 914	3 735	-2188
Потребление первичной энергии	5	3 408 291	2 644 320	2 755 116	2 334 512	2 098 193
Статистическое расхождение	6	1 815 856	–	–	–	–
Производство электрической энергии	7	-19 540	-23 253	-20 196	-16 834	-17 080
Производство тепловой энергии	8	-54 726	-526 574	-569 344	-588 454	-455 003
Теплоэлектростанции	8.1	-10 719	-8 243	-6 633	-5 355	-5 013
Котельные	8.2	-44 007	-518 331	-562 711	-583 099	-549 990
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	x	x	x	x	x
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	–	–	–	–	–
Потери при передаче	11	–	–	–	–	–
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 518 169	2 094 493	2 165 576	1 729 224	1 626 110
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	61 533	59 605	60 066	54 403	52 752
Промышленность	14	25 890	296 369	352 652	334 128	258 684
добыча полезных ископаемых	14.1	0	604	573	760	456
обрабатывающие производства	14.2	25 890	295 744	352 056	333 342	258 200
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	0	21	23	26	28
Строительство	15	3 560	2 458	2 308	1 987	716
Транспорт и связь	16	265 719	311 909	282 148	247 725	296 226
Железнодорожный	16.1	12 301	12 068	14 720	13 840	15 970
Трубопроводный	16.2	2 444	5 789	4 756	4 715	3 742
Автомобильный	16.3	233 870	236 455	212 219	173 791	212 361
Прочий	16.4	17 103	57 596	50 453	55 379	64 152
Сфера услуг	17	297 072	40 873	28 823	26 559	17 706
Население	18	864 395	1 011 955	1 001 854	655 027	647 081
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	н/д	371324	437726	409395	352 944

Таблица № 21

Однопродуктовый баланс «Природный газ», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	7 575	7 681	19 188	14 120	10 512
Ввоз	2	3 667 738	3 680 511	3 880 280	3 718 724	3 448 736
Вывоз	3	–	–	–	–	–
Изменение запасов	4	–	–	–	–	–
Потребление первичной энергии	5	3 675 313	3 688 192	3 899 468	3 732 844	3 459 248
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	–
Производство электрической энергии	7	-684 386	-590 109	-559 448	-545 685	-420 665
Производство тепловой энергии	8	-1 962 322	-1 886 529	-2 013 290	-1 937 940	-1 872 139
Теплоэлектростанции	8.1	-840 933	-810 362	-846 824	-837 904	-831 766
Котельные	8.2	-1 121 389	-1 076 167	-1 166 466	-1 100 036	-1 040 373
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	–	–	–	–	–
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	–	–	–	–	–
Потери при передаче	11	-394274	-602016	-498994	-496345	-437379
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	634 331	609 538	827 736	752 874	729065
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	60 365	55 417	59 711	57 984	56 236
Промышленность	14	53 686	54 341	155 901	112 213	118 532
добыча полезных ископаемых	14.1	28 761	28 761	50	46	32
обрабатывающие производства	14.2	24 925	25 580	152 713	109462	115938
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	–	–	3138	2705	2562
Строительство	15	4 191	7 586	3 367	2 166	1912
Транспорт и связь	16	5 700	6 716	7 885	7 681	6 521
Железнодорожный	16.1	–	–	–	–	–
Трубопроводный	16.2	406	–	712	862	819
Автомобильный	16.3	107	315	549	1 610	1 447
Прочий	16.4	5 429	6 279	6 624	5 209	4255
Сфера услуг	17	108 451	63 219	102 321	101 901	80 665
Население	18	401 938	423 287	495 412	468 178	434 816
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	27823

Таблица № 22

Однопродуктовый баланс «Прочее твердое топливо (древесина топливная)», т.у.т.

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	49 818	55 428	73 843	74 381	44 585
Ввоз	2	x	x	x	x	x
Вывоз	3	x	x	x	x	x
Изменение запасов	4	x	x	x	x	-1404
Потребление первичной энергии	5	49 818	55 428	73 843	74 381	43 181
Статистическое расхождение	6	-60	-81	-187	-282	-168
Производство электрической энергии	7	–	–	–	–	–
Производство тепловой энергии	8	-10 253	-11 533	-35 090	-34 447	-13616
Теплоэлектростанции	8.1	–	–	–	–	–
Котельные	8.2	-10 253	-11 533	-35 090	-34 447	-13616
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x
Преобразование топлива	9	–	–	–	–	–
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	x	x	x	x	x
Потери при передаче	11	x	x	x	x	x
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	39 505	43 815	38 567	39 652	29 396
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	3 921	3 431	4 500	4 138	3 153
Промышленность	14	41	40	36	7	4
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	–	–	–
обрабатывающие производства	14.2	41	46	36	7	4
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	–	–	–	–	–

Строительство	15	–	–	–	–	–
Транспорт и связь	16	1 524	1 093	8 234	8 612	1124
Железнодорожный	16.1	–	–	–	–	77
Трубопроводный	16.2	–	–	–	–	–
Автомобильный	16.3	170	284	176	222	179
Прочий	16.4	920	508	7 683	8 010	868
Сфера услуг	17	16 702	17 705	6 645	5 987	5 807
Население	18	17 317	21 546	19 152	20 908	19308
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	–

Таблица № 23

Однопродуктовый баланс «Электрическая энергия», тыс. кВт·ч

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	x	x	x	-	
Ввоз	2	657 716	575 403	686 807	626 624	617 438
Вывоз	3	-186 766	-121 019	-154 323	-68 842	-75 043
Изменение запасов	4	x	x	x	x	x
Потребление первичной энергии	5	470 949	454 384	532 484	557 782	542 395
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	–
Производство электрической энергии	7	862 951	872 701	829 525	768 530	728 707
Производство тепловой энергии	8	-285	-221	-405	-317	-321
Теплоэлектростанции	8.1	–	–	–	–	–
Котельные	8.2	–	–	–	–	–
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	-285	-221	-405	-317	-321
Преобразование топлива	9	–	–	–	–	–
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	-119 582	-120 553	-118 944	-110 569	-108 187
Потери при передаче	11	-134 318	-143 934	-134 306	-134 355	-109 746
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	1 079 715	1 062 378	1 108 354	1 081 071	1 052 849
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	37 540	27 127	33 095	32 861	31 068
Промышленность	14	444 852	399 112	419 901	394 423	401 286
добыча полезных ископаемых	14.1	10 094	9 763	7 761	6 472	5 268
обрабатывающие производства	14.2	366 766	324 965	337 970	317 536	337 970
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	67 992	64 384	74 171	70 415	58 048
Строительство	15	13 262	8 436	9 370	9 615	8 707
Транспорт и связь	16	146 242	158 903	171 613	174 081	162 747
Железнодорожный	16.1	114 891	126 717	133 778	132 059	122 702
Трубопроводный	16.2	7 761	8 424	10 512	15 681	15 387
Автомобильный	16.3	6 226	6 336	6 226	5 833	5 231
Прочий	16.4	9 505	8 964	10 377	9 652	0
Сфера услуг	17	229 034	261 834	263 160	264 400	231 329
Население	18	208 784	206 967	211 216	205 690	217 712
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	–

Таблица № 24

Однопродуктовый баланс «Тепловая энергия», Гкал

Наименование показателя	Номер	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
		1	2	3	4	5
Производство энергетических ресурсов	1	x	x	x	x	x
Ввоз	2	x	x	x	x	x
Вывоз	3	x	x	x	x	x
Изменение запасов	4	x	x	x	x	x
Потребление первичной энергии	5	x	x	x	x	x
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	–
Производство электрической энергии	7	x	x	x	x	x
Производство тепловой энергии	8	3 509 874	3 439 482	3 539 104	3 393 432	3 174 141
Теплоэлектростанции	8.1	1 607 139	1 547 595	1 665 079	1 627 707	1 616 248
Котельные	8.2	1 686 299	1 672 464	1 686 997	1 596 172	1 388 548
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	216 436	219 423	187 028	169 553	169 345
Преобразование топлива	9	–	–	–	–	–
Переработка нефти	9.1	–	–	–	–	–
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–
Собственные нужды	10	-294 781	-295 346	-204 414	-186 904	-107 616
Потери при передаче	11	-285 104	-215 530	-278 685	-233 941	-237 166
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	2 929 989	2 928 607	3 056 004	2 972 587	2 829 359
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	87 908	86 898	84 540	81 061	68 796
Промышленность	14	1 355 302	1 393 179	1 435 591	1 445 409	1 401 232
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	–	–	–
обрабатывающие производства	14.2	1 201 061	1 232 850	1 262 189	1 294 115	1 263 949
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	14.3	154 241	160 329	173 403	151 294	137 283
Строительство	15	8 018	6 779	2 916	2 367	1 835
Транспорт и связь	16	53 049	49 630	58 065	52 218	44 931
Железнодорожный	16.1	21 844	19 088	3 909	4 565	1 183
Трубопроводный	16.2	4 239	4 315	4 289	3 948	3 330
Автомобильный	16.3	7 817	7 984	5 248	4 913	4 481
Прочий	16.4	12 488	11 581	36 154	31 095	29 034
Сфера услуг	17	419 124	380 927	443 667	371 721	343 678
Население	18	1 006 587	1 011 194	1 031 225	1 019 812	968 887
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	–	–	–	–

4.13. Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2016 – 2020 годы

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2016 – 2020[2] годы соответствует Порядку составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденному приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».

Таблица № 25

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2016 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	–	341 761	20 943 160	7 575	49 818	–	–	x	x	21 342 314
Ввоз	2	2 917 203	20 524 610	66 145	3 667 738	x	x	x	1 790 511	x	28 966 208
Вывоз	3	–	–	-17 589 495	–	x	x	x	-506 437	x	-18 097 932

[2] На момент формирования СиПР данные за 2021 год органами федеральной службы государственной статистики по Омской области не опубликованы.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Изменение запасов	4	42 730	–	-11 519	–	x	x	x	x	x	31 211
Потребление первичной энергии	5	2 959 933	20 866 371	3 406 291	3 675 313	49 818	0	0	1 282 074	x	32 241 800
Статистическое расхождение	6	–	–	–	–	–	x	x	–	–	–
Производство электрической энергии	7	-1 580 930	–	-19 540	-684 386	–	–	–	2 349 226	x	64 370
Производство тепловой энергии	8	-1 219 425	-381	-50 175	-1 962 322	-10 253	–	–	-775	3 377 603	134 272
Теплоэлектростанции	8.1	-799 372	–	-10 719	-840 933	–	x	x	–	1 546 574	-104 450
Котельные	8.2	-420 053	-381	-39 456	-1 121 389	-10 253	x	x	–	1 622 750	31 218
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-775	208 280	207 505
Преобразование топлива	9	–	–	-1 825 149	-394 274	-60	x	x	–	-549 536	-2 769 020
Переработка нефти	9.1	–	–	-1 825 149	-394 274	-60	x	x	–	-549 536	-2 769 020
Переработка газа	9.2	–	–	–	–	–	x	x	–	–	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	–	–	x	x	–	–	–
Собственные нужды	10	–	–	–	–	x	x	x	-325 541	-283 672	-609 214
Потери при передаче	11	–	–	–	–	x	x	x	-365 657	-274 360	-640 017
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	159 579	20 865 990	1 513 427	634 331	39 505	x	x	2 939 327	2 270 034	28 422 193
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	11 916	–	92 586	60 365	3 921	x	x	102 196	84 595	355 578
Промышленность	14	5 303	–	31 808	53 686	41	x	x	1 211 029	754 691	2 056 559
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	5 918	28 761	–	x	x	27 479	–	62 158
обрабатывающие производства	14.2	5 303	–	25 890	24 925	41	x	x	998 454	606 262	1 660 875
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	14.3	–	–	–	–	–	x	x	185 096	148 429	333 526
Строительство	15	1 412	–	29 014	4 191	–	x	x	36 104	7 716	78 436
Транспорт и связь	16	8 810	–	110 673	5 700	1 524	x	x	398 118	51 050	575 875
Железнодорожный	16.1	3 403	–	12 301	–	–	x	x	312 771	21 021	349 496
Трубопроводный	16.2	–	–	2 840	–	–	x	x	21 128	4 080	28 047
Автомобильный	16.3	859	–	44 325	107	170	x	x	16 949	7 523	69 932
Прочий	16.4	3 490	–	48 005	5 429	920	x	x	25 875	12 017	95 736
Сфера услуг	17	79 423	–	384 951	108 451	16 702	x	x	623 503	403 329	1 616 359
Население	18	52 714	–	864 395	401 938	17 317	x	x	568 377	968 653	2 873 394
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	20 865 990	–	–	–	x	x	–	–	20 865 990

Таблица № 26

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2017 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	–	279 902	21 479 268	7 681	55 428	-	-	x	x	21 822 279
Ввоз	2	3 147 248	19 668 348	53 911	3 680 511	x	x	x	1 566 430	x	28 116 448
Вывоз	3	–	–	-18 889 543	-	x	x	x	-329 453	x	-19 218 995
Изменение запасов	4	-136 064	–	684	-	x	x	x	x	x	-135 380
Потребление первичной энергии	5	3 011 184	19 948 250	2 644 320	3 688 192	55 428	0	0	1 236 977	x	30 584 351
Статистическое расхождение	6	–	–	–	-	–	x	x	-	-	–
Производство электрической энергии	7	-1 692 366	–	-16 446	-590 109	–	-	-	2 375 770	x	76 849
Производство тепловой энергии	8	-1 193 355	-556	-47 148	-1 886 529	-11 533	-	-	-600	3 309 864	170 142
Теплоэлектростанции	8.1	-791 625	–	-8 243	-810 362	–	x	x	-	1 489 274	-120 957
Котельные	8.2	-401 730	-556	-38 905	-1 076 167	-11 533	x	x	-	1 609 436	80 545
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-600	211 154	210 553
Преобразование топлива	9	-1 165	–	-1 161 989	-602 016	-81	x	x	-	-565 481	-2 330 733
Переработка нефти	9.1	-1 165	–	-1 161 989	-602 016	-81	x	x	-	-565 481	-2 330 733
Переработка газа	9.2	–	–	–	-	–	x	x	-	-	–
Обогащение угля	9.3	–	–	–	-	–	x	x	-	-	–
Собственные нужды	10	–	–	–	-	x	x	x	-328 182	-284 216	-612 398
Потери при передаче	11	–	–	–	-	x	x	x	-391 833	-207 407	-599 240
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	124 298	19 947 694	1 418 737	609 538	43 815	x	x	2 892 131	2 252 760	27 288 971
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	9 290	–	86 055	55 417	3 431	x	x	73 847	83 623	311 664
Промышленность	14	6 113	–	26 579	54 341	40	x	x	1 086 510	775 196	1 948 778
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	5 918	28 761	–	x	x	26 577	-	61 256
обрабатывающие производства	14.2	6 113	–	20 660	25 580	40	x	x	884 658	620 908	1 557 960
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	14.3	–	–	–	-	–	x	x	175 275	154 287	329 562
Строительство	15	480	–	40 870	6 557	–	x	x	22 966	6 523	77 397
Транспорт и связь	16	8 963	–	119 127	6 716	1 093	x	x	432 584	47 760	616 264
Железнодорожный	16.1	2 777	–	12 068	-	–	x	x	344 964	18 368	378 178
Трубопроводный	16.2	–	–	3 183	-	–	x	x	22 933	4 153	30 268
Автомобильный	16.3	1 012	–	44 512	315	284	x	x	17 250	7 684	71 056
Прочий	16.4	3 877	–	55 949	6 279	508	x	x	24 404	11 144	102 161
Сфера услуг	17	64 924	–	134 150	63 219	17 705	x	x	712 794	366 571	1 359 364
Население	18	34 507	–	1 011 955	423 287	21 546	x	x	563 429	973 086	3 027 810
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	19 947 694	–	-	–	x	x	-	-	19 947 694

Таблица № 27

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2018 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	240 156	20 847 834	7 681	73 843	-	-	x	x	21 169 515
Ввоз	2	3 014 152	21 144 368	95 516	3 881 786	x	x	x	1 869 706	x	30 015 529
Вывоз	3	-	-	-18 199 148	-	x	x	x	-420 115	x	-18 619 263
Изменение запасов	4	-127 438	-	10 914	-	x	x	x	x	x	-116 524
Потребление первичной энергии	5	2 886 714	21 384 524	2 755 116	3 889 468	73 843	0	0	1 449 592	x	32 449 257
Статистическое расхождение	6	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Производство электрической энергии	7	-1 525 336	-	-12 754	-559 448	-	-	-	2 258 230	x	160 692
Производство тепловой энергии	8	-1 246 099	-546	-45 249	-2 013 290	-35 090	-	-	-1 104	3 405 731	64 353
Теплоэлектростанции	8.1	-870 345	-	-6 633	-846 824	-	x	x	-	1 602 329	-121 473
Котельные	8.2	-375 754	-546	-38 616	-1 166 466	-35 090	x	x	-	1 628 422	6 950
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-1 104	179 980	178 876
Преобразование топлива	9	-6	-	-1 317 648	-618 994	-187	x	x	-	-574 686	-2 511 520
Переработка нефти	9.1	-6	-	-1 317 648	-618 994	-187	x	x	-	-574 686	-2 511 520
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-
Собственные нужды	10	-	-	-	-	x	x	x	-323 803	-196 711	-520 514
Потери при передаче	11	-	-	-	-	x	x	x	-365 624	-268 182	-633 806
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	115 273	21 383 978	1 379 465	707 735	38 567	x	x	3 017 291	2 366 152	29 008 462
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	8 725	-	82 699	59 711	4 500	x	x	90 094	81 354	327 083
Промышленность	14	9 264	-	26 185	2 746	36	x	x	1 143 105	806 805	1 990 140
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	5 918	28 761	-	x	x	21 128	-	55 807

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
обрабатывающие производства	14.2	9 264	-	22 267	-26 015	36	x	x	920 060	639 937	1 585 549
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	14.3	-	-	-	-	-	x	x	201 917	166 868	368 784
Строительство	15	387	-	43 439	3 367	-	x	x	25 507	2 806	75 506
Транспорт и связь	16	10 492	-	132 925	7 962	8 234	x	x	467 184	55 877	682 694
Железнодорожный	16.1	2 667	-	14 720	-	-	x	x	364 186	3 762	385 335
Трубопроводный	16.2	-	-	2 196	-	-	x	x	28 616	4 127	34 940
Автомобильный	16.3	864	-	31 958	549	176	x	x	16 949	5 050	55 546
Прочий	16.4	5 627	-	80 176	7 301	7 683	x	x	28 248	34 791	163 827
Сфера услуг	17	69 153	-	90 363	138 516	6 645	x	x	716 405	426 948	1 448 029
Население	18	17 253	-	1 001 854	496 412	19 152	x	x	574 996	992 363	3 101 030
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	21 383 978	-	-	-	x	x	-	-	21 383 978

Таблица № 28

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2019 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	–	214 459	19 743 359	5 569	74 381	-	-	x	x	20 037 768
Ввоз	2	2 580 857	20 892 068	107 196	3 824 155	x	x	x	1 705 869	x	29 110 143
Вывоз	3	–	–	-17 519 778	-	x	x	x	-187 409	x	-17 707 187
Изменение запасов	4	186 559	–	3 735	-	x	x	x	x	x	190 294
Потребление первичной энергии	5	2 767 416	21 106 525	2 334 512	3 829 724	74 381	0	0	1 518 460	x	31 631 018
Статистическое расхождение	6	–	–	-	-	–	x	x	-	-	–
Производство электрической энергии	7	-1 462 687	–	-9 163	-545 685	–	-	-	2 092 183	x	74 648
Производство тепловой энергии	8	-1 199 117	-546	-48 212	-1 937 940	-34 447	-	-	-864	3 265 549	44 423
Теплоэлектростанции	8.1	-846 974	–	-5 355	-837 904	–	x	x	-	1 566 366	-123 867
Котельные	8.2	-352 143	-546	-42 857	-1 100 036	-34 447	x	x	-	1 536 020	5 991
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-864	163 163	162 299
Преобразование топлива	9	-201	–	-1 284 730	-646 345	-282	x	x	-	-572 413	-2 503 971
Переработка нефти	9.1	-201	–	-1 284 730	-646 345	-282	x	x	-	-572 413	-2 503 971
Переработка газа	9.2	–	–	-	-	–	x	x	-	-	–
Обогащение угля	9.3	–	–	-	-	–	x	x	-	-	–
Собственные нужды	10	–	–	-	-	x	x	x	-301 004	-179 860	-480 864
Потери при передаче	11	–	–	-	-	x	x	x	-365 758	-225 125	-590 883
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	105 411	21 105 979	992 407	699 754	39 652	x	x	2 943 017	2 288 151	28 174 371
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	8 336	–	72 470	57 984	4 138	x	x	89 459	78 006	310 393
Промышленность	14	7 455	–	21 846	46	7	x	x	1 073 744	818 525	1 921 623
добыча полезных ископаемых	14.1	–	–	8 297	46	–	x	x	17 618	-	25 961
обрабатывающие производства	14.2	7 455	–	13 549	-	7	x	x	864 433	672 933	1 558 377
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	14.3	–	–	-	-	–	x	x	191 693	145 592	337 285
Строительство	15	298	–	18 241	2 166	–	x	x	26 176	2 278	49 159
Транспорт и связь	16	9 395	–	135 149	7 848	8 612	x	x	473 904	50 250	685 158
Железнодорожный	16.1	2 858	–	13 840	-	–	x	x	359 506	4 393	380 597
Трубопроводный	16.2	–	–	3 622	862	–	x	x	42 690	3 799	50 973
Автомобильный	16.3	883	–	29 343	1 610	222	x	x	15 879	4 728	52 665
Прочий	16.4	4 732	–	84 221	5 179	8 010	x	x	26 277	29 923	158 342
Сфера услуг	17	66 789	–	89 674	163 532	5 967	x	x	719 781	357 712	1 403 475
Население	18	13 138	–	655 027	468 178	20 908	x	x	559 953	961 380	2 698 584
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	–	21 105 979	-	-	–	x	x	-	-	21 105 979

Таблица № 29

Единый топливно-энергетический баланс Омской области за 2020 год, т.у.т.

Наименование показателя	Номер	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	1	-	158 700	17 656 854	4 068	308 992	–	–	x	x	18 128 634
Ввоз	2	2 897 886	19 976 925	116 376	3 462 052	x	x	x	618 444	x	27 071 713
Вывоз	3	-	-	-15 513 332	–	x	x	x	-75 151	x	-15 588 483
Изменение запасов	4	-47 161	-	-1 997	–	x	x	x	x	x	-49 158
Потребление первичной энергии	5	2 850 725	20 135 625	2 257 901	3 466 170	308 992	–	–	543 293	x	29 562 706
Статистическое расхождение	6	-	-	-	–	-	x	x	-	–	–
Производство электрической энергии	7	-1 341 015	-	-8 422	-420 665	-	–	–	729 894	x	-1 040 206
Производство тепловой энергии	8	-1 126 223	-310	-40 896	-1 871 078	-30 119	–	–	-322	3 174 141	105 193
Теплоэлектростанции	8.1	-838 435	-	-5 013	-831 766	-	x	x	-	1 616 248	-58 966
Котельные	8.2	-287 788	-310	-35 883	-1 039 312	-30 119	x	x	-	1 388 548	-4 864
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	x	x	x	x	x	x	x	-322	169 345	169 023
Преобразование топлива	9	-35	-	-1 232 790	-592 933	-	x	x	-	-606 049	-2 431 807
Переработка нефти	9.1	-35	-	-1 232 790	-592 933	-	x	x	-	-606 049	-2 431 807
Переработка газа	9.2	-	-	-	–	-	x	x	-	–	–
Обогащение угля	9.3	-	-	-	–	-	x	x	-	–	–
Собственные нужды	10	-	-	-	–	x	x	x	-108 383	-107 614	-215 977
Потери при передаче	11	-	-	-	–	x	x	x	-109 925	-237 166	-347 091
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	383 452	20 135 315	975 793	581 494	278 873	x	x	1 054 577	2 223 312	25 632 816
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	7 279	-	73 695	56 236	3 153	x	x	31 119	68 796	240 278
Промышленность	14	232	-	12 816	6 258	368	x	x	401 618	795 183	1 216 475
добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	456	6 258	-	x	x	5 277	–	11 991
обрабатывающие производства	14.2	232	-	12 360	–	368	x	x	338 521	657 900	1 009 381
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	14.3	-	-	-	–	-	x	x	57 820	137 283	195 103
Строительство	15	-	-	18 770	1 912	-	x	x	8 721	1 835	31 238
Транспорт и связь	16	7 348	-	140 111	7 829	1 048	x	x	163 012	44 931	364 279
Железнодорожный	16.1	954	-	15 970	–	-	x	x	122 902	1 183	141 009
Трубопроводный	16.2	-	-	2 687	819	-	x	x	15 412	3 330	22 248
Автомобильный	16.3	575	-	26 126	1 447	179	x	x	5 240	4 481	38 048
Прочий	16.4	5 255	-	92 065	5 389	561	x	x	8 609	29 034	140 913
Сфера услуг	17	58 600	-	83 360	74 432	5 585	x	x	232 040	343 680	797 697
Население	18	309 993	-	647 041	434 827	268 719	x	x	218 067	968 887	2 847 534
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	-	20 135 315	-	–	-	x	x	-	–	20 135 315

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

В целях выявления районов с выходом параметров режима за область допустимых значений в ЭС Омской области, характерных для отчетного периода, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

К категории районов с выходом параметров режима за область допустимых значений относятся районы, в которых выявлены элементы электрической сети 110 кВ и выше, загрузка которых превышает длительно допустимую загрузку, и объекты электрической сети, уровни напряжения которых выходят из допустимой области значений.

5.1. Анализ потокораспределения в основной электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области за отчетный год

В целях выявления «узких мест» в ЭС Омской области, характерных для отчетного периода, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

При выполнении расчетов и анализа электроэнергетических режимов температура воздуха для зимнего и летнего периодов принята согласно ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие ЭС. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее – ГОСТ Р 58670–2019).

Нормативные возмущения определены согласно требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630[3] (далее – приказ Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630).

Расчеты электроэнергетических режимов выполнялись на верифицированных расчетных моделях для следующих периодов времени:

– зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
– зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
– летних минимальных нагрузок выходного дня;
– летних максимальных нагрузок рабочего дня.

В нормальной схеме электрической сети ЭС Омской области в электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок отчетного периода параметры режима находятся в области допустимых значений.

По итогам анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов в нормальной схеме установлено, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций ЭС Омской области в отчетном периоде находятся в пределах значений, допустимых для оборудования, и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

По итогам анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах не выявлены случаи выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Анализ Знаменского, Тевризского и Тарского энергорайонов.

В отчетном периоде часть потребителей Знаменского, Тарского и Тевризского районов была временно переведена на отопление от электрических источников тепла, в связи с чем был проведен анализ напряжения на ПС 110 кВ и выше указанных районов.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ подстанций Знаменского, Тарского и Тевризского районов ЭС Омской области для отчетного периода находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

Электроснабжение Знаменского района осуществляется от ПС 110 кВ Знаменка, ПС 110 кВ Шухово и ПС 110 Новоягодное. В отчетный период в режиме зимнего максимума нагрузки суммарная нагрузка данных ПС составляет 3,5 МВт, а уровень напряжения на шинах 110 кВ составляет 114,6 – 114,7 кВ. Наиболее тяжелым послеаварийным режимом в нормальной схеме сети является режим с отключением ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71). В данном режиме напряжение на шинах ПС Знаменского района также находится в допустимом диапазоне и составляет 105,6 кВ.

Электроснабжение Тевризского района осуществляется от ПС 110 кВ Тевриз, ПС 110 кВ Бакшеево и ПС 110 Утьма. В отчетный период в режиме зимнего максимума нагрузки суммарная нагрузка данных ПС составляет 3,7 МВт, а уровень напряжения на шинах 110 кВ составляет 114,5 – 114,8 кВ. Наиболее тяжелым послеаварийным режимом в нормальной схеме сети является режим с отключением ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71). В данном режиме напряжение на шинах ПС Тевризкого района также находится в допустимом диапазоне и составляет 105,3 – 105,5 кВ.

Электроснабжение Тарского района осуществляется от ПС 110 кВ Тара, ПС 110 кВ Телевизионная, ПС 110 кВ Екатерининская, ПС 110 кВ Большие Кучки и ПС 110 Заливино. В отчетный период в режиме зимнего максимума нагрузки суммарная нагрузка данных ПС составляет 21,9 МВт, а уровень напряжения на шинах 110 кВ составляет 113,80 – 115,1 кВ. Наиболее тяжелым послеаварийным режимом в нормальной схеме сети является режим с отключением ВЛ 110 кВ Саргатская – Щербаки (С-71). В данном режиме напряжение на шинах ПС Тарского района также находится в допустимом диапазоне и составляет 105,1 – 105,9 кВ.

Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

При возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме отчетного периода, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), происходит отключение потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская в объеме согласно данным зимнего дня контрольного замера 2020 года 8,2 МВт (3-ей категории надежности – 7,315 МВт, 2-ой категории надежности – 0,885 МВт) на этапе отчетного периода в период зимних максимальных нагрузок.

На основании п. 31(6) ПП РФ от 27.12.2004 № 861 допустимое число часов ограничения для потребителей 3-й категории надежности составляет 72 часа в год, но не более 24 часов непрерывно, 2-й категории – определяется договором на технологическое присоединение. При повреждении протяженной ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) время восстановления поврежденного оборудования может превысить 24 часа.

Для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) рекомендуются следующие варианты усиления сети:

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 35 кВ;

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 10 – 35 кВ;

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ;

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 110 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с сооружением новой ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская.

Альтернативными вариантами могут являться варианты с применением накопителей электрической энергии или с сооружением генерирующего объекта.

[3] При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630. Согласно указанному документу, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

Разработанные варианты более подробно представлены в разделе 6.7.1 ввиду необходимости сохранения мероприятий на этапах 2022 – 2026 годов как при сценарии с перетоками активной мощности «в Сибирь», так и при сценарии при перетоках активной мощности «на Урал».

По результатам технико-экономического сравнения разработанных вариантов рекомендован наиболее экономичный к реализации вариант.

5.2. Анализ надежности электроснабжения потребителей в районе размещения ПС 110 кВ Карбышево

При возникновении нормативных возмущений в нормальной схеме отчетного периода, связанных с устойчивым повреждением на одном из участков транзита 110 кВ Кировская – Стрела в связи с отсутствием защит ЛЭП на ПС 110 кВ Гауф, происходит отключение транзита со стороны ПС 110 кВ Кировская и ПС 110 кВ Стрела, что ведет к полному отключению потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Карбышево, ПС 110 кВ Власть Труда и ПС 110 кВ Копейкино, в объеме согласно данным зимнего дня контрольного замера 2020 года – 21 МВт.

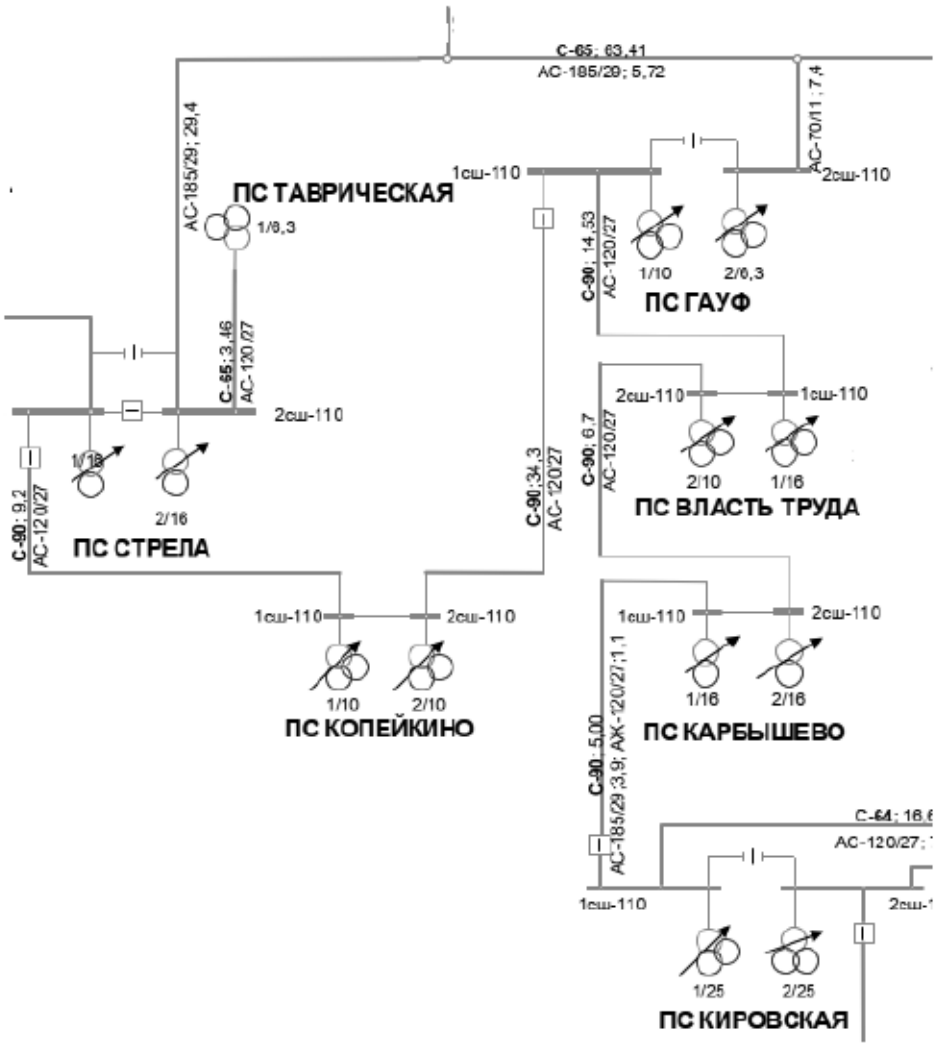


Рисунок 11 – Схема сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Карбышево

Согласно данным, предоставленным филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго», к ПС 110 кВ Карбышево имеются потребители 2-й категории в объеме 4,2 .

Согласно п. 1.2.20 ПУЭ электроприемники 2-й категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

При этом, согласно ПУЭ, перерыв электроснабжения для 2-й категории надежности, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания, разрешен на время оперативных переключений для включения резервного питания.

Исходя из вышеописанного, схема внешнего электроснабжения ПС 110 кВ Карбышево не обеспечивает требований надежного электроснабжения существующих потребителей 2-й категории.

Для обеспечения нормативных требований к надежности электроснабжения существующих потребителей 2-й категории рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Карбышево с установкой СВ-110 кВ. Рекомендуемый срок реализации – 2027 год.

Установка СВ-110 кВ потребует оснащения его устройствами РЗА. Возможность установки, настройка необходимых параметров срабатывания устройств РЗА, а также объем реконструкции/замены определяется при разработке проектной документации.

В разделе 6.8 приведено технико-экономическое сравнение установки СВ-110 кВ и возможности компенсации ущерба от недоотпуска электрической энергии.

5.3. Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ и выше

В целях выявления в ЭС Омской области дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше проведен анализ загрузки центров питания (далее – ЦП).

Анализ загрузки трансформаторного оборудования ЦП 110 кВ и выше ЭС Омской области выполнен для отчетного периода и для перспективного периода 2022 – 2026 годов.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше проводился при температурах окружающего воздуха согласно данным в таблице № 30. При этом значения ДДТН и АДТН трансформаторов определялись для температур летних и зимних контрольных замеров, которые соответствуют году максимальной загрузки рассматриваемого ЦП.

Таблица № 30

Значения температур контрольных замеров в летний и зимний период в ЭС Омской области в 2017 – 2021 годах, °С

Период КЗ	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Летний	20,8	16	14,8	18	24,5
Зимний	-21,7	-8,5	-12,5	-13,1	-6,9

При анализе перспективной загрузки ЦП для учета нагрузки, подключаемой согласно ТУ на ТП, использованы коэффициенты реализации мощности, зависящие от характера присоединяемой нагрузки и максимальной заявленной мощности и представленные в таблице № 31.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился по следующим критериям:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно допустимой токовой загрузки трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора ЦП в послеаварийной схеме с учетом перераспределения нагрузки по сетям 6(10)–35 кВ.

Расчеты выполнялись с учетом следующих условий:

– коэффициенты допустимой длительной токовой нагрузки трансформаторов 110 кВ и выше приняты согласно приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81;

– возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и данные об индексе технического состояния приняты на основании официальных данных собственника оборудования (письмо филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» от 24 декабря 2021 года № 1.5/01-01-11893-исх).

Таблица № 31

Коэффициенты реализации (Кр) мощности ТУ на ТП, принятые для расчета перспективной загрузки ЦП 110 кВ и выше ЭС Омской области

№ п/п	Наименование категории потребителей	Коэффициент реализации (Кр)
1	Тяговые железнодорожные подстанции	0,7
2	Добывающая промышленность, в том числе добыча полезных ископаемых, за исключением нефти и газа, горно-обогатительные фабрики	0,8
3	Добыча нефти и газа	0,9
4	Нефтеперекачивающие и газоперекачивающие станции	0,8-0,9
5	Химическая промышленность, в том числе переработка нефти и газа, производство резиновых и пластмассовых изделий	0,7-0,8
6	Черная металлургия	0,8
7	Цветная металлургия (производство алюминия)	0,9
8	Производство цемента	0,8
9	Деревообрабатывающая промышленность, в том числе целлюлозно-бумажные комбинаты	0,9
10	Иная промышленность	0,7
11	Агропромышленные комплексы (теплицы)	0,9
12	Производство продуктов питания, в том числе животноводческие комплексы и птицефабрики	0,5
13	Крупные застройщики, в том числе жилищные комплексы, торгово-развлекательные центры	0,4
14	Рекреационные комплексы, туристические кластеры	0,3
15	Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт	0,1-0,2

5.3.1. Базовый вариант

В целях выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше в ЭС Омской области, для которых в схеме n-1 имеется превышение ДДТН трансформаторного оборудования, в отчетном периоде проведен анализ загрузки ЦП на основе данных контрольных замеров за предыдущие пять лет и на перспективный период 2022 – 2026 годов для базового варианта развития.

В результате анализа результатов расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше в отчетном периоде превышений ДДТН трансформаторного оборудования на однотрансформаторных подстанциях не выявлено.

В результате анализа данных, полученных от собственника, выявлено неудовлетворительное состояние оборудования на ПС 110 кВ Кировская.

По итогам анализа результатов расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше выявлен ряд ЦП 110 кВ, на которых зафиксировано превышение ДДТН трансформаторов в режиме N-1 для подстанций с двумя и более трансформаторами:

– ПС 110 кВ Новотроицкая;
– ПС 110 кВ Советская;
– ПС 110 кВ Энтузиастов.

Для вышеперечисленных ЦП 110 кВ требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

– перевод нагрузки по сети 6(10)-35 кВ на другие ЦП;
– реконструкция ЦП с увеличением трансформаторной мощности.

ПС 110 кВ Кировская.

Согласно данным ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» ввод в работу нового 1Т ПС 110 кВ Кировская мощностью 25 МВА состоялся в конце 2020 года.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Кировская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Министерства энергетики от 8 февраля 2019 года № 81, а также данными собственника.

Таблица № 32

Данные по трансформаторам ПС 110 кВ Кировская

Тр-р	Марка	Год ввода	ИТС	S, МВА	Iном, А	ДДТН, о. е.	АДТН, о. е.		
							20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-25000/110	2020	100	25	125,5	1,25	1,73	1,63	1,53
2Т	ТРДН-25000/110	1976	76	25	125,5	1,2	1,5	1,4	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние пять лет составила 29,998 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 150,5 А по стороне ВН или 119,9 процента от Iном 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Кировская предусмотрен перевод 10,6 МВА нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т составит 19,398 МВА, что ниже номинальной.

Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кировская по итогам анализа загрузки за последние 5 лет не требуется.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,08 МВт к ПС 110 кВ Кировская (0,018 МВА с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП). При этом перспективная нагрузка данной подстанции с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП может составить 30,006 МВА.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 150,6 А по стороне ВН, или 120 процентов от Iном 1(2)Т.

Увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Кировская по итогам анализа перспективной загрузки не требуется.

При этом следует отметить, что согласно Заключению по результатам комплексного обследования строительных конструкций здания ОПУ, ЗРУ ПС 110 кВ Кировская от 5 сентября 2015 года и Акту комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 кВ Кировская от 27 февраля 2020 года было выявлено неудовлетворительное состояние следующего оборудования:

– выключатели 10 – 110 кВ;
– силовой трансформатор 1Т (ТРДН-25000/110) (заменен в 2020 году);
– КУ-1сш, КУ-2сш;
– металлические детали ячеек 10 кВ;
– здание ОПУ, ЗРУ-10;
– фундамент под оборудованием (силовыми трансформаторами, порталами 110 кВ).

На основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская, приведенных в вышеописанных документах, рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с переводом всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская.

ПС 110 кВ Новотроицкая.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Новотроицкая установлено 2 (два) силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новотроицкая принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81, а также данными собственника.

Таблица № 33

Данные по трансформаторам ПС 110 кВ Новотроицкая

Тр-р	Марка	Год ввода	ИТС	S, МВА	Iном, А	ДДТН, о. е.	АДТН, о. е.		
							20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДТН-10000/110	1977	85	10	50,2	1,2	1,4	1,3	1,3
2Т	ТДТН-16000/110	1988	81	16	80,3	1,2	1,4	1,3	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние пять лет составила 13,497 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 67,8 А по стороне ВН, или 135 процентов (84,4 процента) от Iном 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Новотроицкая предусмотрен перевод 1,83 МВА нагрузки в зимний период на ПС 110 кВ Восточная.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т составит 11,667 МВА. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 58,6 А и по стороне ВН, или 116,7 процента и 72,9 процента от Iном 1(2)Т соответственно.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,722 МВт к ПС 110 кВ Новотроицкая (1,104 МВА с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП). При этом перспективная нагрузка данной подстанции с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП может составить 14,6 МВА. В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 73,3 А по стороне ВН, или 146 процентов и 91,3 процента от Iном 1Т и 2Т соответственно.

К ПС 110 кВ Новотроицкая планируется подключение только одного потребителя с разрешенной мощностью более 670 кВт (ООО «АК «ОМСКАГРЕГАТ»). Согласно ТУ на ТП № 8000457731 мероприятий по замене существующих трансформаторов на новые не предусмотрено.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т составит 12,77 МВА. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 64,1 А и по стороне ВН или 127,7 процента и 79,9 процента от Iном 1(2)Т соответственно.

По информации Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» в 2020 году выполнено мероприятие по изменению ранее используемой схемы сети 35 кВ, в которой шлейфы ВЛ 35 кВ 35Ц были откинуты от ПС 110 кВ Береговая (ЗАО «Энергосервис 2000») и соединены между собой с образованием участка ВЛ 35 кВ ПС Надеждино – ПС Солнечная долина. В настоящее время используется схема, в которой существующая ВЛ 35 кВ 35Ц скоммутирована на 1 СШ 35 кВ ПС 110 кВ Береговая. Таким образом нагрузка трансформатора 1Т ПС 35 кВ Солнечная Долина (2,05 МВА) и 2Т ПС 35 кВ Надеждино (0,81 МВА) перераспределится на питание от ПС 110 кВ Береговая.

Реализованные мероприятия по изменению нормальной схемы сети 35 кВ приводят к следующим изменениям:

– максимальная нагрузка ПС 110 кВ Береговая увеличится и составит 9,12 МВА. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, не будет превышать ДДТН 1(2)Т ПС 110 кВ Береговая в нормальной и послеаварийных схемах;

– максимальная нагрузка ПС 110 кВ Новотроицкая при этом снизится и составит 11,741 МВА с учетом реализации ТУ на ТП. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, составит 58,9А по стороне ВН, или 117,4 процента и 73,4 процента от Iном 1(2)Т соответственно.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т составит 9,91 МВА. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 49,8 А и по стороне ВН, или 99,2 процента и 62 процента от Iном 1(2)Т соответственно, что не превышает ДДТН.

За последние 5 лет максимальная нагрузка ПС 110 кВ Новотроицкая снижается:

– 2017 год – 13,5 МВА;
– 2018 год – 11,61 МВА;
– 2019 год – 10,45 МВА;
– 2020 год – 7,41 МВА.

С учетом сказанного замена оборудования на ПС 110 кВ Новотроицкая по данным анализа фактической и перспективной загрузки не требуется.

ПС 110 кВ Советская.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Советская установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81, а также данными собственника.

Таблица № 34

Данные по трансформаторам ПС 110 кВ Советская

Тр-р	Марка	Год ввода	ИТС	S, МВА	Iном, А	ДДТН, о. е.	АДТН, о. е.		
							20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТДН-16000/110	1977	88	16	80,3	1,2	1,5	1,4	1,3
2Т	ТДН-16000/110	1976	80	16	80,3	1,2	1,5	1,4	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние пять лет составила 20,212 МВА и выявлена в зимний период 2017 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 101,5 А и по стороне ВН, или 126,4 процента от Iном 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Советская не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

За последние 5 лет максимальная нагрузка ПС 110 кВ Советская снижается:

– 2017 год – 20,212 МВА;
– 2018 год – 16,81 МВА;
– 2019 год – 13,18 МВА;
– 2020 год – 11,16 МВА.

С учетом сказанного замена оборудования на ПС 110 кВ Советская по данным анализа фактической и перспективной загрузки не требуется.

ПС 110 кВ Энтузиастов.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Энтузиастов установлено 2 силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Энтузиастов принята в соответствии с таблицами приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81, а также данными собственника.

Таблица № 35

Данные по трансформаторам ПС 110 кВ Энтузиастов

Тр-р	Марка	Год ввода	ИТС	S, МВА	Iном, А	ДДТН, о. е.	АДТН, о. е.		
							20 мин	2 часа	24 часа
1Т	ТРДН-40000/110	2003	80	40	200,8	1,25	1,63	1,53	1,5
2Т	ТРДН-40000/110	2003	88	40	200,8	1,25	1,63	1,53	1,5

Максимальная нагрузка данной подстанции за последние пять лет составила 51,43МВА и выявлена в зимний период 2020 года.

В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 258,2 А и по стороне ВН, или 128,6 процента от Iном 1(2)Т.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Энтузиастов не предусмотрен перевод нагрузки на другие ЦП. Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т превышает ДДТН в послеаварийном режиме.

Загрузка оставшегося в работе трансформатора 1(2)Т при отключении 2(1)Т в условиях отсутствия возможности перевода нагрузки на другие ЦП не превышает АДТН и превышает ДДТН в ПАР. Суммарно, в течение суток, время превышения ДДТН составляет 3,5 часа (рисунок 12): в период с 9:30 до 11:00 и в период с 16:30 до 18:30.

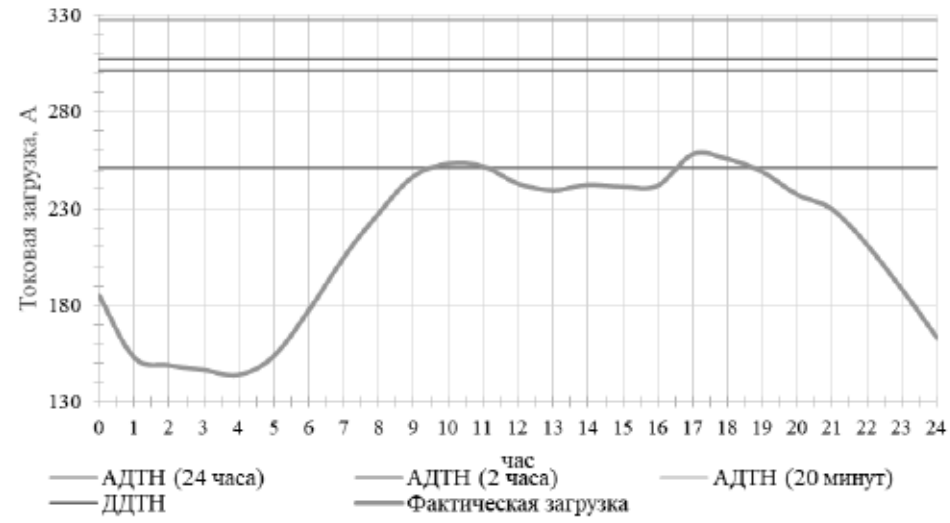


Рисунок 12 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов

Следует отметить, что данная загрузка сформирована на основании данных зимнего контрольного замера 2020 года, в рамках которого впервые зафиксировано превышение ДДТН 1Т и 2Т. Нагрузка ПС 110 кВ Энтузиастов в зимний период в другие года ретроспективного периода не превышала 45 МВА:

– 2016 года – 44,97 МВА;
– 2017 года – 36,03 МВА;
– 2018 года – 38,97 МВА;
– 2019 года – 37,43 МВА;
– 2020 года – 51,43 МВА.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,8 МВт к ПС 110 кВ Энтузиастов (0,603 МВА с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП). При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 52,03 МВА. В послеаварийном режиме, связанном с отключением 2(1)Т, в работе будет находиться трансформатор 1(2)Т. Токовая загрузка оставшегося в работе 1(2)Т в послеаварийном режиме составит 261,3 А по стороне ВН, или 130,1 процента от Iном 1(2)Т (рисунок 13).

К ПС 110 кВ Энтузиастов планируется подключение только одного потребителя с разрешенной мощностью более 670 кВт (ООО «ПКФ «СИБМЕТАЛЛ-ОМСК»). Согласно ТУ на ТП № 8000476047 мероприятий по замене существующих трансформаторов на новые не предусмотрено.

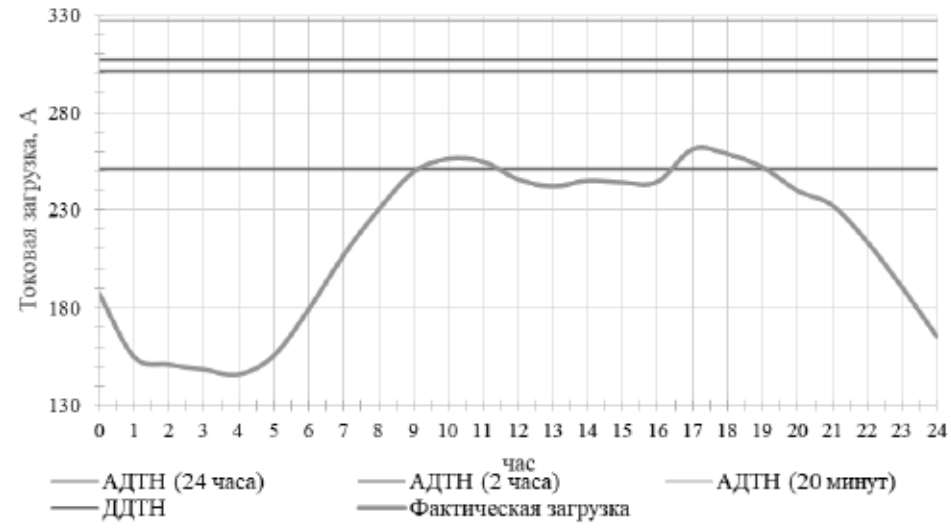


Рисунок 13 – Суточный график загрузки ПС 110 кВ Энтузиастов с учетом реализации ТУ на ТП

Следует отметить, что данная перспективная загрузка сформирована на основании данных зимнего контрольного замера 2020 года, в рамках которого впервые зафиксировано превышение ДДТН 1Т и 2Т, в другие года ретроспективного периода не превышала 45 МВА. Учитывая снижение загрузки данного ЦП в последние годы и отсутствие значительной перспективной нагрузки на период 2022 – 2026 годов, увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Энтузиастов не требуется.

5.3.2. Выводы по результатам анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше за отчетный период и в базовом варианте

На основании анализа результатов загрузки ЦП 110 кВ и выше ЭС Омской области был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования в отчетном периоде свыше ДДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и для которых рекомендован мониторинг загрузки трансформаторов.

На основании данных о неудовлетворительном состоянии оборудования рекомендована реконструкция на следующих ЦП:

– ПС 110 кВ Кировская – на основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с переводом всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская.

5.3.3. Дополнительный вариант

В целях выявления дефицитных по мощности ЦП 110 кВ и выше в ЭС Омской области дополнительно к анализу загрузки ЦП в базовом варианте развития электроэнергетики Омской области, рассмотренному в разделе 5.3.1, проведен анализ загрузки данных ЦП на основании следующей информации:

– сведения от Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области о потребителях, не учтенных в прогнозе потребления электрической энергии и мощности базового варианта;

– поданные в установленном порядке в сетевые организации заявки на ТП к электрическим сетям потребителей электрической энергии.

По результатам расчетов загрузки ЦП 110 кВ и выше на перспективный период 2022 – 2026 годов по дополнительному варианту развития не выявлено ЦП 110 кВ, на которых необходимо увеличение трансформаторной мощности по сравнению с базовым вариантом развития.

5.4. Выводы по результатам анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше, а также анализа загрузки существующих ЦП 110 кВ и выше ЭС Омской области за отчетный год

Анализ особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики ЭС Омской области за отчетный период выявил ряд проблем, связанных с:

– наличием ряда подстанций 110 кВ, загрузка которых в послеаварийных режимах превышает уровень длительно допустимых токовых нагрузок;

– наличием электросетевого оборудования 110 кВ в неудовлетворительном техническом состоянии;

– необеспечением требований надежного электроснабжения существующих потребителей 2-й категории.

По итогам анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах не выявлены случаи выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При этом для обеспечения нормативных требований к надежности электроснабжения существующих потребителей 2-й категории рекомендуется к реализации установка СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Карбышево.

Кроме того, для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) необходима реализация мероприятий по усилению электрической сети в рассматриваемом энергорайоне. Разработанные варианты данных мероприятий более подробно представлены в разделе 4.7.1 ввиду необходимости сохранения мероприятий на этапах 2022 – 2026 годов.

На основании заключений о неудовлетворительном состоянии ПС 110 кВ Кировская рекомендуется сооружение нового ЦП (ПС 110 кВ Семиреченская) с переводом всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская на ПС 110 кВ Семиреченская.

6. Основные направления развития электроэнергетики Омской области

Цели и задачи развития энергетики.

В рамках Стратегии социально-экономического развития Омской области до 2025 года, утвержденной Указом Губернатора Омской области от 24 июня 2013 года № 93, установлены стратегические цели социально-экономического развития, ориентированные на достижение стратегического видения будущего Омской области, которые основываются на результатах диагностики существующего состояния региона и включают:

– рост конкурентоспособности экономики Омской области;

– улучшение качества жизни населения Омской области;

– повышение эффективности системы государственного и муниципального управления Омской области.

Приоритетными направлениями для достижения поставленных стратегических целей социально-экономического развития региона являются:

– создание условий для диверсификации экономики Омской области как по видам хозяйственной деятельности, так и по их территориальному размещению;

– повышение эффективности хозяйственной деятельности организаций на территории Омской области;

– адаптация организаций к изменениям конъюнктуры мировой экономики; повышение инвестиционной активности организаций, рост привлекаемых инвестиций в основной капитал и прямых иностранных инвестиций;

– обеспечение доступа к профессиональным кадрам и финансовым ресурсам;

– развитие производственной и транспортной инфраструктуры, в том числе необходимой для ускоренного привлечения инвесторов;

– создание новых высокопроизводительных рабочих мест и рост доходов населения Омской области;

– улучшение демографической ситуации;

– укрепление института семьи;

– развитие социальной инфраструктуры (здравоохранения, образования, культуры, спорта, туризма и молодежной политики);

– выравнивание сельских территорий Омской области по уровню инфраструктурного обеспечения;

– создание благоустроенной среды проживания (жилье, коммунальные услуги, связь, экология);

– повышение эффективности территориального общественного самоуправления и непосредственного управления многоквартирными домами собственниками помещений в таких домах;

– обеспечение непосредственного участия жителей Омской области и их общественных объединений в разработке и реализации мер по улучшению качества жизни в Омской области;

– формирование условий для повышения мотивации к высокопроизводительному труду, сохранению существующих и привлечению новых трудовых ресурсов;

– снижение административных барьеров и повышение качества предоставления государственных и муниципальных услуг, в том числе в электронном виде;

– повышение эффективности институтов развития в Омской области;

– увеличение доходной базы и обеспечение сбалансированности бюджетов всех уровней;

– повышение ответственности государственных гражданских служащих Омской области и муниципальных служащих Омской области за результаты деятельности;

– обеспечение открытости и доступности информации о деятельности органов исполнительной власти Омской области и органов местного самоуправления Омской области, социально значимой информации, установление и развитие качественной и оперативной обратной связи с населением Омской области.

Для достижения указанных целей в части развития электроэнергетики Омской области необходимо решение следующих задач:

– разработка эффективных мероприятий по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей;

– эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;

– поддержание требуемых уровней напряжения в соответствии с ГОСТ 32144–2013 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, а также в точках общего присоединения (приемники электрической энергии);

– обеспечение параметров режимов работы основного электротехнического и генерирующего оборудования в допустимых пределах.

6.1. Прогноз потребления электроэнергии на 2022 – 2026 годы

6.1.1. Базовый вариант

Базовый вариант прогноза спроса на электрическую энергию соответствует прогнозу потребления электрической энергии в рамках разработанного АО «СО ЕЭС» проекта СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы (по состоянию на 25 февраля 2022 года).

Прогноз потребления электрической энергии по базовому варианту оценивается в 2026 году на уровне 11675 млн кВт·ч, что на 699 млн кВт·ч (на 6,4 процента) больше фактического потребления уровня 2021 года. Среднегодовой темп прироста спроса на электрическую энергию за период 2022 – 2026 годы составит 1,2 процента. Прогнозируемая в базовом варианте динамика показателей потребления электрической энергии по региону характеризуется тенденцией снижения годовых темпов прироста к концу прогнозного периода до 0,4 процента.

Показатели потребления электрической энергии по ЭС Омской области на период до 2026 года приведены в таблице № 36 и на рисунке 14.

Таблица № 36

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Омской области за период 2022 – 2026 годов. Базовый вариант

Наименование показателя	Факт	Прогноз					Среднегодовой прирост за 2022 – 2026 годы, в процентах
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	
Электропотребление, млн кВт·ч	10976	11374	11480	11606	11626	11675	
Годовой темп прироста, в процентах	6,04	3,63	0,93	1,10	0,17	0,42	1,24

Прогнозные показатели базового варианта спроса на электрическую энергию Омской области сформированы на основе первого варианта развития экономики региона («Прогноз социально-экономического развития Омской области на 2022 год и на период 2024 года», утвержден распоряжением Правительства Омской области 27 октября 2021 года № 130-рп), предполагающего консервативные оценки социально-экономического развития экономики Омской области с учетом структурных замедлений темпов ее роста, а также умеренного повышения инвестиционной активности региона.

Рассматриваемый вариант предполагает годовой прирост ВРП до 2,3 процента, объем промышленного производства до 2,2 процента, продукции сельского хозяйства до 4,0 процента, инвестиций в основной капитал до 3,1 процента в среднесрочный период.

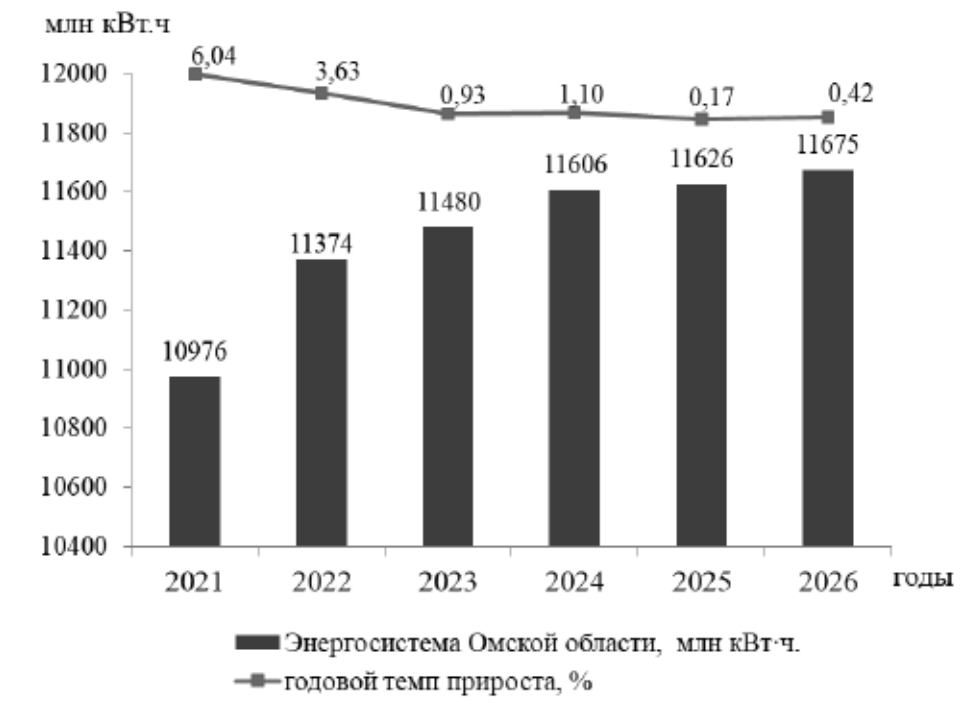


Рисунок 14 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Омской области за период 2022 – 2026 годов. Базовый вариант

Основной прирост спроса на электрическую энергию базового варианта будет определяться развитием и модернизацией существующих промышленных предприятий нефтехимического комплекса.

В рамках федерального проекта «Чистый воздух» национального проекта «Экология» (Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года») АО «Газпромнефть-ОНПЗ» реализует масштабную программу второго этапа экологической модернизации и развития производства, которая позволит увеличить глубину нефтепереработки при улучшении экологических характеристик производства и снижении влияния производственных процессов на окружающую среду.

На АО «Омский каучук» продолжится модернизация производства органического синтеза, реконструкция производства кумола, а также планируется организация нового производства добавок к топливу, которое позволит улучшить экологические характеристики бензина.

Продолжится развитие производства оборонно-промышленного назначения, а также продукции гражданского назначения – рефрижераторных контейнеров на АО «Омсктрансмаш».

На АО «Объединенная двигателестроительная корпорация» филиал «Омское моторостроительное объединение им. П. И. Баранова» продолжится модернизация производственной базы с ожидаемым увеличением выпуска продукции для гражданской авиации.

6.1.2. Дополнительный вариант

Показатели перспективного спроса на электрическую энергию и мощность в дополнительном варианте рассчитаны с использованием прогнозных данных второго варианта социально-экономического развития экономики Омской области и с учетом дополнительной потребности в электрической энергии и мощности перспективных потребителей, определяемой в результате анализа заявок, по которым отсутствуют выданные технологические условия (ТУ) и подписанные договоры на технологическое присоединение к электрическим сетям, а также информации по крупным энергоемким инвестиционным проектам, планируемым к реализации на территории региона по данным, предоставленным Правительством Омской области.

Прогноз потребления электрической энергии по дополнительному варианту составит к концу прогнозного периода 12 662 млн кВт·ч, что выше показателя 2021 года на 1686 млн кВт·ч (на 15,4 процента). При среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии в рассматриваемом варианте в пределах 2,9 процента динамика темпов характеризуется неравномерностью в отдельные годы, что связано с вводом в эксплуатацию энергоемких потребителей электрической энергии.

Показатели потребления электрической энергии по ЭС Омской области на период до 2026 года для дополнительного варианта приведены в таблице № 37 и на рисунке 15.

Таблица № 37

Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Омской области за период 2022 – 2026 годы. Дополнительный вариант

Наименование показателя	Факт	Прогноз					Среднегодовой прирост за 2022 – 2026 годы, в процентах
	2021 год	2022 год	2023 год	2021 год	2022 год	2023 год	
Электропотребление, млн кВт·ч	10976	11392	11666	12005	12518	12662	
Годовой темп прироста, в процентах	6,04	3,79	2,40	2,90	4,27	1,15	2,90

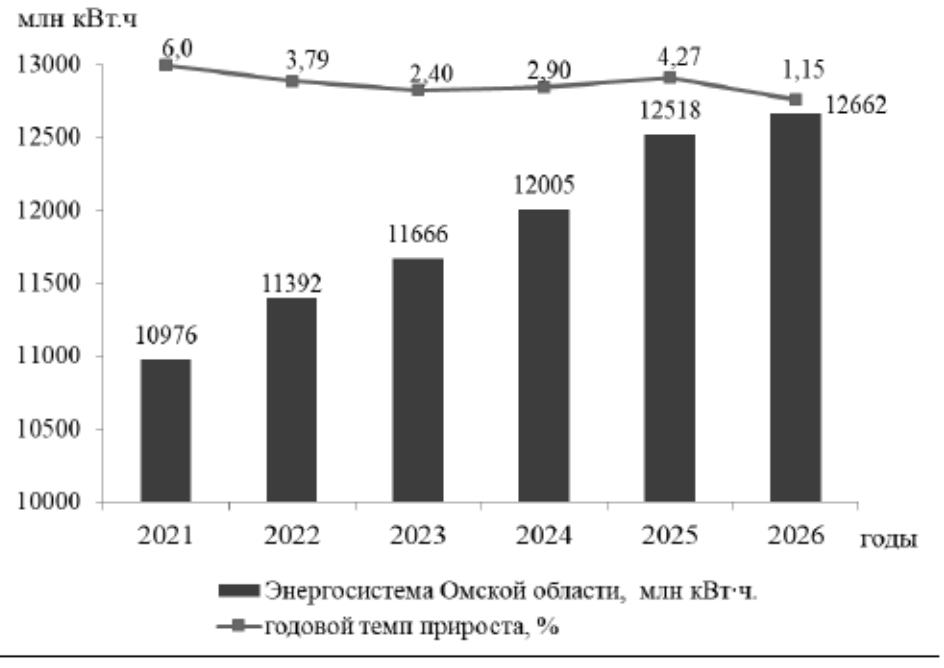


Рисунок 15 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Омской области за период 2022 – 2026 годов. Дополнительный вариант

6.2. Прогноз максимума нагрузки на 2022 – 2026 годы с детализацией по узлам нагрузки

6.2.1. Базовый вариант

Прогноз режимов электропотребления ЭС Омской области для базового варианта на период 2022 – 2026 годов сформирован на основе данных проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2022 – 2028 годов и представлен в таблице № 38.

Таблица № 38

Прогноз максимума потребления мощности на 2022 – 2026 годы ЭС Омской области по базовому варианту развития, млн кВт и МВт

Наименование показателя	Факт	Прогноз				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 м	2026 год
Потребление электроэнергии, млн кВт	10976	11374	11480	11606	11626	11675
Максимум потребления мощности, МВт	1775	1864	1879	1887	1893	1900
Число часов использования максимума электрической нагрузки, час	6184	6102	6110	6151	6142	6145
Потребление мощности на час прохождения максимума ОЭС Сибири, МВт	1732	1782	1796	1804	1809	1816

Максимум потребления мощности ЭС Омской области к 2026 году прогнозируется на уровне 1900 МВт, что выше фактического значения на 125 МВт, или на 7,0 процента. Основной прирост этого показателя ожидается в 2022 году – 89 МВт, что объясняется намечаемым вводом в этот год большого объема потребителей в соответствии с договорами на технологическое присоединение. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности ЭС за период 2022 – 2026 годов составит 1,4 процента.

Потребление мощности ЭС Омской области на час прохождения максимума потребления мощности ОЭС Сибири представлено с учетом коэффициента совмещения потребления мощности территориальной ЭС в максимуме потребления мощности ОЭС, который определяется на основе фактических данных о соотношении годовых совмещенных максимумов территориальной ЭС в составе ОЭС и собственных годовых максимумов потребления мощности территориальной ЭС за предыдущие пять лет. Прогнозное значение коэффициента совмещения принято 0,956 о.е.

ЭС Омской области характеризуется средним по плотности числом часов использования потребления электрической мощности. И на перспективу в базовом варианте этот показатель не претерпит существенных изменений и ожидается в пределах 6100 – 6150 часов.

Доля ЭС Омской области от общей нагрузки ОЭС Сибири в базовом варианте электропотребления к 2026 году снизится по сравнению с фактическим значением 2021 года и составит 5,1 процента.

Графически изменение основных показателей прогнозных режимов электропотребления представлено на рисунке 16.

Рисунок 16 – Динамика изменения максимального потребления электрической мощности и числа часов его использования для базового варианта электропотребления

Перечень основных потребителей ЭС Омской области, учтенных при формировании прогноза спроса на электрическую энергию и потребления электрической мощности и влияющих на режим работы ЭС региона, представлен в таблице № 39.

Таблица № 39

Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Омской области на период до 2026 года

Потребитель	Факт	Прогноз				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электрической энергии, млн кВт						
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	1697,9	2024,2	2241,4	2124,0	2124,0	2124,0
Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	998,5	1072,2	1096,5	1125,7	1150,0	1181,4
АО «Омский каучук»	385,0	380,0	393,0	393,0	393,0	393,0
АО «ОмскВодоканал»	164,1	177,2	177,2	181,3	181,3	181,3
АО «Омскшина»	157,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
АО «Омсктрансмаш»	82,5	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4
ОДК ОМО им. П.И. Баранова	40,7	42,3	44,0	45,7	47,6	49,5
Ассоциация «Хоккейный клуб «Авангард»	–	1,4	2,8	2,8	2,8	2,8
Потребление электрической мощности, МВт						
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	205,3	244,7	271,0	256,8	256,8	256,8
Западно-Сибирская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»	134,3	138,6	144,8	151,5	158,2	165,4
АО Омсктрансмаш»	22,6	24,8	24,4	23,7	22,7	23,7
ПАО «Омскшина»	26,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
АО «Омскводоканал»	27,0	29,2	29,2	29,8	29,8	29,8
ОДК ОМО им. П.И. Баранова	13,3	13,8	14,4	14,9	15,5	16,1
Филиал ПАО «ОДК-Сатурн» – Омское моторостроительное конструкторское бюро»	4,4	4,6	5,4	6,2	6,2	6,2
Ассоциация «Хоккейный клуб «Авангард»	–	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

6.2.1.1. Перечень основных перспективных потребителей для базового прогноза потребления

В ЭС Омской области до 2026 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице № 40 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности ЭС на территории Омской области согласно проекту СиПР ЕЭС.

Таблица № 40

Планируемая к вводу электрическая нагрузка согласно заключенным договорам на технологическое присоединение

№ п/п	Потребитель	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Год	Центр Питания
1	ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»	10,5	2022	Омская ТЭЦ-4 ЗРУ 35 кВ
2	ОАО «РЖД»	5,9	2023	ПС 110 кВ Фадино
3	ООО «Арена»	5,18	2022	ПС 110 кВ Новая
4	Филиал ООО «Газпромнефть – Смазочные материалы» «Омский завод смазочных материалов»	7,0	2022	Омская ТЭЦ-4 ЗРУ 35 кВ
5	ООО «ТД «Аква-Пластик»	1,5	2023	ПС 110 кВ Комсомольская
6	ИП Кацман В.В.	1,2	2023	ПС 110 кВ Комсомольская
7	АО «ЗСЖБ № 6»	4,37	2022	ПС 110 кВ Сибзавод
8	ООО «Красный квадрат»	2,112	2022	ПС 110 кВ Весенняя

6.2.2. Дополнительный вариант

Прогноз потребления электрической мощности на 2022 – 2026 годы ЭС Омской области по дополнительному варианту развития, сформированный на основе информации, предоставленной Правительством Омской области и сетевыми организациями, представлен в таблице № 41.

Таблица № 41

Дополнительный вариант режимов электропотребления ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы

Наименование показателя	Факт	Прогноз				
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	10976	11392	11666	12005	12518	12662
Максимум потребления мощности, МВт	1775	1868	1903	1936	2003	2010
Число часов использования максимума нагрузки, час	6184	6100	6130	6200	6250	6300

Максимум потребления электрической мощности ЭС Омской области в дополнительном варианте электропотребления будет расти более высокими темпами, чем в базовом варианте. Среднегодовой прирост максимального потребления мощности региона за период 2022 – 2026 годов прогнозируется на уровне 2,5 процента против 1,4 процента в базовом варианте. В 2026 году максимум потребления мощности ЭС ожидается в размере 2010 МВт, что выше фактического значения 2021 года на 235 МВт, или на 12,3 процента. Наибольший годовой прирост этого показателя прогнозируется в 2022 году.

Годовой режим электропотребления в рассматриваемом варианте планируется более плотным, чем в базовом варианте, с числом часов использования максимального потребления мощности порядка 6300 часов на уровне 2026 года против 6184 часов в 2021 году. Это объясняется планируемым вводом потребителей с полунепрерывным и прерывным циклом работы, которые оказывают уплотняющее воздействие на режимы электропотребления региона.

На рисунке 17 представлены динамика изменения основных показателей режима электропотребления в рассматриваемый перспективный период для дополнительного варианта электропотребления.

Рисунок 17 – Перспективные режимы электропотребления ЭС Омской области для дополнительного варианта электропотребления

Значительная часть прогнозируемого прироста потребления электрической энергии в дополнительном варианте будет связана с развитием Особой экономической зоны промышленно производственного типа (ОЭЗ ППТ) «Авангард», где будут реализованы проекты нефте-

химического комплекса. Резидент ООО «Газпромнефть – Графитек» реализует проект высокотехнологичного производства грифитированных электродов мощностью до 30 тыс. тонн продукции в год.

ГК «Титан» планирует организовать на ОЭЗ ППТ «Авангард» два проекта по производству продуктов органического синтеза: строительство завода по производству поликарбонатов, а также строительство крупного комплекса по производству жидких и твердых эпоксидных смол с использованием новых технологий с высокими экологическими характеристиками. Ожидаемые объемы производства нового завода смогут полностью обеспечить импортозамещение эпоксидных смол в Российской Федерации.

В рамках развития туристического кластера региона будут модернизированы базы отдыха и санатории, построены гостиницы и бизнес-отели.

В таблице № 42 представлен перечень перспективных потребителей, учтенных при формировании спроса на электрическую энергию и потребления электрической мощности в дополнительном варианте электропотребления.

Возможные варианты присоединения к сети, конкретные точки подключения и параметры вновь вводимых объектов, учтенных при формировании дополнительного прогноза потребления, уточняются в рамках процедуры технологического присоединения в соответствии с ПП РФ от 27.12.2004 № 861.

Таблица № 42

Перечень перспективных потребителей, учтенных при разработке дополнительного прогноза потребления (дополнительно к базовому прогнозу потребления)

№ п/п	Наименование проекта	Мощность потребления, МВт	Срок реализации	Наименование центра питания
1	2	3	4	5
Перспективные потребители Туристических кластеров				
1	Гостиница 4*, 204 номера, г. Омск	1,48	2023 – 2025	ПС 110 кВ Фрунзенская
2	Строительство бизнес-отеля категории 4* Cosmos	0,717	2023	ПС 110 кВ Сибзавод
3	Увеличение максимальной мощности и изменение категории надежности санатория «Восход» по ул. 3-я Островская, д. 4	3	2022	ПС 110 кВ Прибрежная
4	Реконструкция баз отдыха Чернолучинской рекреационной зоны	1,5	2023	ПС 110 кВ Новотроицкая
5	Реконструкция здания в Административно-гостиничный комплекс по адресу: г. Омск, Центральный АО, ул. Щербанева, д. 20	0,633	2022	ПС 110 кВ Фрунзенская
6	Строительство гостиничного комплекса «Hilton Garden INN»	2,29	2024	ПС 110 кВ Фрунзенская
ОЭЗ и Логопарки				
7	ОЭЗ Авангард	20	2023 – 2024	ПС 110 кВ Пластмасс
8	Логопарк «Солнечный»	10	2022 – 2023	1 этап (5 МВт) – ПС 110 кВ Весенняя; 2 этап (5 МВт) – ПС 110 кВ Левобережная
Перспективные промышленные потребители				
9	Строительство и эксплуатация промышленного комплекса по производству графитированных электродов (ООО «Газпромнефть – Графитек»)	60	2025	шинах 220 кВ Омская ТЭЦ-4, Лузино
10	Строительство завода по производству бисфенола А	5,5	2024	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
11	Строительство завода по производству эпоксидных смол	17,5	2025	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
12	Строительство завода по производству поликарбонатов	8	2025	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
13	Строительство комбинированной установки изомеризации н-бутана и дегидрирования изобутана	1,1	2025	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
14	Организация производства металлоконструкций для предприятий нефтегазового комплекса	0,96	2024	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
15	Создание и освоение производства катализаторов	11,108	2023	РУ 35 кВ Омская ТЭЦ-3
16	Техническое перевооружение производства фенол-ацетона с переходом на цеолитное алкилирование производства изопропилбензола (ИПБ) и создание производства изопропилового спирта (ИПС)	3,717	2023	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
17	Реконструкция производства изопропилбензола (кумола) с узлом получения изопранола	1,9736	2024	ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2 (СК-1, СК-2)
Прочее				
18	Строительство деревообрабатывающего предприятия (фанерный завод) (Сегежа Групп)	12	2024	н-д
19	Строительство элеватора для хранения зерна	0,618	2024	ПС 110 кВ Восточная

По данным органов исполнительной власти Омской области в 2022 – 2026 годы на территории Омской области также запланирован к реализации ряд крупных инвестиционных проектов, наиболее крупные из них представлены в таблице № 43. При этом следует отметить, что на момент разработки текущей СиПР Омской области информация о параметрах ТП перспективной нагрузки, а также сведения о поданных заявках и(или) заключенных договорах на ТП к электрическим сетям новых энергопринимающих устройств при реализации данных инвестиционных проектов отсутствует.

В связи со сказанным учет перспективной нагрузки представленных в таблице № 43 инвестиционных проектов может быть выполнен только на последующих циклах разработки СиПР Омской области.

Для обеспечения транспортной инфраструктурой вновь строящегося квартала жилой застройки ООО «Эталон-Омск» в границах улиц Волгоградская, Кондратюка планируется реконструкции ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками I цепь (С-61) и ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – Весенняя с отпайками II цепь (С-62) с выносом за пределы жилой застройки и переводом участка ВЛ в кабельное исполнение, планируемый сроком реализации в 2023 году.

Таблица № 43

Крупные инвестиционные проекты Омской области

№ п/п	Название проекта	Инициатор	Адрес юридического лица	Срок реализации проекта, годы	Краткое описание (аннотация)	Результат (предварительно)	
						2022	2026
1	Строительство жилищного фонда на территории Кировского административного округа города Омска в границах улиц 3-я Островская, Шаронова, Крупской, 1-я Рыбачья	ООО «Брусника. Кварталы Дзаверта. Омск. Специализированный застройщик»	630102, Новосибирская область, город Новосибирск, ул. Декабристов, д. 41, офис 3	2021 – 2034	Строительство жилищного фонда на территории Кировского административного округа города Омска в границах улиц 3-я Островская, Шаронова, Крупской, 1-я Рыбачья	н/д	Около 250 тыс. кв. и жилья в комплексе многоквартирных домов
2	Строительство «Микрорайона «Зеленая река», расположенного на территории, ограниченной улицами Волгоградской, проектируемой улицей №3, улицей Покровской, улицей Меридиальной, улицей Верхнеднепровской, улицей Кондратюка в Кировском административном округе г. Омска»	ООО «Специализированный застройщик «ЭТАЛОН-ОМСК»	644050, Омская область, город Омск, пр. Мира, д. 5, к.1, помещение 1	н/д	Строительство «Микрорайона «Зеленая река», расположенного на территории, ограниченной улицами Волгоградской, проектируемой улицей № 3, улицей Покровской, улицей Меридиальной, улицей Верхнеднепровской, улицей Кондратюка в Кировском административном округе г. Омска»	н/д	Строительство паркингов, объектов инженерной инфраструктуры, внутриквартальных элементов улично-дорожной сети, элементов благоустройства, а также иных объектов, необходимых для функционирования жилой застройки

6.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Омской области мощностью более 5 МВт на 2022 – 2026 годы

6.3.1. Базовый вариант

Прогноз развития генерирующих мощностей ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов для базового варианта сформирован на основе материалов проекта СиПР ЕЭС России с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, перемаркировке и реконструкции генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации.

Изменения установленной мощности в период до 2026 года за счет вводов мощности, вывода из эксплуатации, мероприятий по модернизации, перемаркировке и реконструкции генерирующего оборудования не предусматриваются.

6.3.2. Дополнительный вариант

Прогноз развития генерирующих мощностей ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов для дополнительного варианта сформирован:

– на основе материалов проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022 – 2028 годы с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, перемаркировке и реконструкции генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации;

– с учетом информации о развитии генерирующих мощностей, представленной генерирующими компаниями.

Перечень вводов мощности на электростанциях ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов для дополнительного варианта развития представлен в таблице № 44.

Таблица № 44

Перечень вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов для дополнительного варианта развития

Наименование	Генерирующая компания	Тип ввода	Тип турбины	Установленная мощность, МВт	Год	Документ основания
ТЭС Титан	АО «ГК «Титан»	новое строительство	ПТ-25/30-3,6/1,0/0,12	25	2023	ТУ на ТП
		новое строительство	ГТУ SGT-750	40	2024	ТУ на ТП
Итого:				65		

Согласно мероприятиям, предусмотренным распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 июля 2021 года № 1793-р, от 6 февраля 2021 года № 265-р, от 7 февраля 2020 года № 232-р, планируется модернизация генерирующего оборудования АО «ТГК-11» без изменения установленной мощности:

- модернизация турбоагрегата № 9 Омской ТЭЦ-4 – с 1 января по 31 декабря 2024 года;
- модернизация турбоагрегата № 6 Омской ТЭЦ-4 – с 1 января 2025 года по 30 ноября 2026 года;
- модернизация турбоагрегата № 3 Омской ТЭЦ-5 – с 1 июля 2025 года по 31 декабря 2026 года.

6.3.2.1. Генерирующие объекты на основе возобновляемых источников энергии по итогам конкурсного отбора проектов генерирующих объектов по производству электрической энергии (мощности) с использованием возобновляемых источников энергии

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, а также постановлением Правительства Омской области от 23 августа 2021 года № 361-п, в 2022 году в Омской области проведен отбор проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, объявленный распоряжением Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области от 12 января 2022 года № 2-рп, согласно срокам, указанным в объявлении о проведении указанного отбора.

Итоги проведенного отбора представлены в таблице № 45 и опубликованы в открытых официальных информационных источниках.

Общая мощность по объектам генерации составит 20 МВт; объем производства электрической энергии (мощности) – 25 448 МВт ч/год.

При формировании перспективных балансов мощности и электроэнергии ввод генерирующих мощностей возобновляемых источников энергии по итогам конкурсного отбора проектов генерирующих объектов по производству электрической энергии (мощности) с использованием возобновляемых источников энергии не учитывался.

Таблица № 45

Перечень отобранных проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках

Порядковый номер проекта	1	2
Идентификационный номер проекта	1–ЭС–Омск–2022	2–ЭС–Омск–2022
Наименование участника отбора проектов	ООО «Чистая энергия»	ООО «Возобновляемые источники энергии Юг»
Адрес местонахождения	115184, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 76, кв. 39	117342, г. Москва, ул. Профсоюзная, д.65, корп. 1, 20 этаж, а/я 50
Адрес юридического лица	115184, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 76, кв. 39	429965, Чувашская республика, г. Новочебоксарск, пр–д Шоршельский, влд. 12, помещ. 318
ОГРН	5177746040380	1202100003630
Наименование проекта	Строительство генерирующей установки, функционирующей на основе фотоэлектрического преобразования СЭС Омская	Солнечная электростанция «СЭС Авангард-1» установленной мощностью 15 МВт
Тип территории, на которой планируется реализация проекта	Строительство объекта планируется на территории, технологически связанной с Единой энергетической системой России (земельный участок с кадастровым номером 55:20:131103:358)	Строительство объекта планируется на территории, технологически связанной с Единой энергетической системой России (в границах земельных участков с кадастровыми номерами 55:36:030801:4588 и 55:36:030801:4039)
Плановый объем установленной мощности генерирующего объекта	5 МВт	15 МВт
Вид генерирующего объекта	Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца	Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца
Плановый годовой объем производства электрической энергии (мощности), МВт ч/год	6 132	19 316
Плановая величина стоимости производства одного МВт ч электрической энергии (мощности) с учетом возврата инвестиционного капитала	12500 рублей	19400 рублей
Плановая дата ввода генерирующего объекта в эксплуатацию	31 марта 2024 года	1 декабря 2022 года

6.4. Прогноз роста генерирующих мощностей Омской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива на 2022 – 2026 годы

6.4.1. Ветроэнергетика

В соответствии со схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Минэнерго России от 29 июля 2011 года № 316, на территории Омской области не предусмотрено размещение таких объектов.

Потенциал развития генерации электроэнергии с использованием ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ) на территории Российской Федерации, в том числе и на территории Омской области, можно оценить по рисунку 18. Данные о скорости ветра по территории Омской области представлены в таблице № 46.

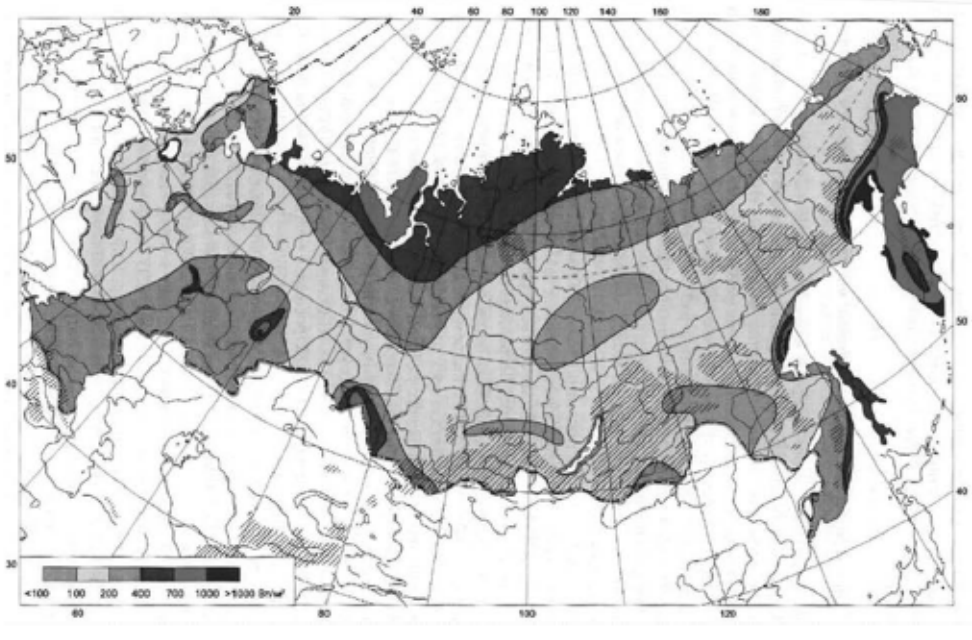


Рисунок 18 – Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м²) на высоте 100 м на территории Российской Федерации

Таблица № 46

Скорость ветра в Омской области (по данным метеостанций)

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10м)	Средняя скорость ветра (м/с)				Максимальная скорость ветра (м/с)
		Зима	Весна	Лето	Осень	
г. Омск	2,1	1,9	2,5	1,9	1,9	24
пгт Большеречье	2,6	2,3	3	2,3	2,7	27
с. Большие Уки	2,3	2,1	2,7	2,1	2,4	26
с. Знаменское	2,3	2	2,8	2	2,3	26
г. Исилькуль	3,1	2,7	3,5	3	3,1	28
г. Калачинск	2,8	2,4	3,2	2,7	2,8	27
с. Любимовка (Оконешниковский р-н)	3,2	3,1	3,7	2,9	3,1	28
г. Называевск	3,2	3	3,7	3	3,1	24
с. Одесское	2,8	2,6	3,3	2,4	2,8	28
пгт Павлоградка	3,1	3	3,5	2,8	3	27
пгт Полтавка	3,1	3,1	3,6	2,7	3,1	28
пгт Русская Поляна	2,4	2,4	2,8	2	2,3	25
пгт Саргатское	2,7	2,4	3,2	2,4	2,7	28
с. Седельниково	2	1,7	2,5	1,8	2,1	24
г. Тара	2,2	1,9	2,6	2	2,2	23
пгт Тевриз	2,9	2,5	3,3	2,6	3	27
г. Тюкалинск	2,9	2,7	3,4	2,7	2,9	25
с. Усть-Ишим	2,9	2,3	3,3	2,9	3	28
пгт Черлак	2,2	2,1	2,6	2	2,3	28
пгт Шербакуль	3,3	3,2	3,8	3	3,3	30

Установка ВЭУ экономически целесообразна на территориях со средней скоростью ветра на высоте 10 м от 3 м/с. Исходя из анализа представленных данных, Омскую область можно отнести к регионам с малой ветровой активностью. Наиболее перспективной территорией по вводу ВЭУ является южная часть Омской области с удельным ветровым потенциалом от 0,2 до 0,4 кВт/м2.

Таким образом, на территории следующих районов Омской области можно считать возможным разработку проектов по применению ВЭУ с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими установками, а также с оценкой их коммерческой эффективности:

– Шербакульский район;
– Называевский район;
– Оконешниковский район;
– Исилькульский район;
– Павлоградский район;
– Полтавский район.

Следует также отметить, что равнинность территории Омской области оказывает дополнительное положительное влияние в сторону развития ветроэнергетики на территории Омской области.

6.4.2. Солнечная энергетика

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Распределение суммарной солнечной радиации в день и продолжительность солнечного сияния на территории Российской Федерации показано на рисунках 19 и 20.

Установка солнечных электростанций экономически эффективна в том случае, если число часов солнечного сияния на рассматриваемой территории не ниже 2000 ч в год, а интенсивность поступления солнечного света составляет не менее 5000 МДж/м² (1389 кВт·ч/м²).

Территория Омского области характеризуется высоким потенциалом использования солнечной энергии – число солнечных дней в среднем по Омской области составляет 300, при продолжительности солнечного сияния более 2200 ч, при этом поток солнечной радиации, приходящийся на кв. м за один день, в некоторых районах Омской области достигает 4,5 кВт.

Рисунок 19 – Поток солнечной радиации, приходящийся на 1 кв. м за один день, на территории Российской Федерации

Рисунок 20 – Продолжительность солнечного сияния в год на территории Российской Федерации

Исходя из анализа представленных данных, Омскую область можно отнести к регионам с высоким потенциалом развития солнечной энергетики. Наиболее перспективной территорией для ввода СЭС является южная часть Омской области.

На текущий момент солнечная энергетика на территории Омской области представлена Нововаршавской СЭС суммарной установленной мощностью 30 МВт и Русско-Полянской СЭС суммарной установленной мощностью 30 МВт, введенной в 2021 году. Солнечные электростанции, принадлежащие ООО «Грин Энерджи Рус», представлены в таблице № 47.

Таблица № 47

Солнечные электростанции, принадлежащие ООО «Грин Энерджи Рус»

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Место расположения	Год ввода в эксплуатацию	Собственник объекта генерации
1	Нововаршавская СЭС 30 МВт (1 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0671	15	р.п. Нововаршавка	2020	ООО «Грин Энерджи Рус»
2	Нововаршавская СЭС 30 МВт (2 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0682	15	р.п. Нововаршавка	2020	ООО «Грин Энерджи Рус»
3	Русско-Полянская СЭС 30 МВт (1 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0678	15	р.п. Русская Поляна	2021	ООО «Грин Энерджи Рус»
4	Русско-Полянская СЭС 30 МВт (2 этап 15 МВт) Код ГТП – GVIE0677	15	р.п. Русская Поляна	2021	ООО «Грин Энерджи Рус»

Таким образом, на территории Омской области можно считать возможным разработку проектов по применению СЭС с определением потенциала солнечной энергии и величины выработки электроэнергии такими установками, а также с оценкой их коммерческой эффективности.

Кроме того, в настоящее время разрабатывается схема выдачи мощности по строительству солнечной электростанции установленной мощностью 20 МВт (письмо АО «Газпромнефть-ОНПЗ» от 27 декабря 2021 года № 78/034725). Данная информация указывается справочно и не учитывается при расчете режимно-балансовой ситуации.

6.4.3. Гидроэнергетика

На текущий момент на территории Омской области гидроэнергетика не реализована и имеет низкий потенциал развития. Это связано с тем, что все реки Омской области равнинные, большей частью извилистые, с малыми уклонами и небольшими скоростями течения воды.

6.4.4. Биоэнергетика

Биоэнергетика – активно развивающееся направление нетрадиционной возобновляемой энергетики. Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо – топливо, получаемое из биологического сырья. Биоэнергетика охватывает сразу несколько независимых направлений получения энергии: энергия биогазов, энергия кородревесных отходов (КДО), энергия торфа и другие виды энергии.

Свалочный газ.

Свалочный газ – это биогаз, образующийся в результате анаэробного разложения органических отходов на полигонах твердых бытовых отходов и твердых коммунальных отходов (далее соответственно – ТБО и ТКО).

Любой полигон ТБО (ТКО) представляет собой большой биохимический реактор, в недрах которого в процессе эксплуатации, а также в течение нескольких десятилетий после закрытия в результате анаэробного разложения отходов растительного и животного происхождения образуется биогаз. Биогаз представляет собой смесь метана и углекислого газа примерно в равной пропорции. Биогаз неизбежно попадает в атмосферу, что вызывает ряд негативных последствий. Накопление газа в теле свалки зачастую вызывает самовозгорание ТБО. Процесс горения сопровождается образованием токсичных веществ, в частности диоксинов. Негативное воздействие биогаза на окружающую среду привело к тому, что в большинстве развитых стран системы сбора и утилизации биогаза на полигонах ТБО получили широкое распространение.

Добыча и дальнейшее использование газа данного типа решает сразу несколько проблем:

– предотвращение загрязнения атмосферы (например, метан обладает сильным парниковым эффектом);
– снижение риска возникновения пожаров и взрывов на полигонах ТБО (ТКО);
– получение опыта эксплуатации объекта по производству электрической энергии с помощью нетрадиционного источника энергии.

При строительстве электрической станции на свалочном газе в качестве топлива используется газ, выделяемый в теле полигона ТБО (ТКО), который с помощью системы сбора свалочного газа подается на площадку, где установлено блочно-модульное оборудование.

Для обеспечения электрической станции топливом устанавливается комплекс специализированного оборудования для добычи, очистки и подачи свалочного газа. В состав комплекса входят:

– газосборная станция, подключенная к скважинам, пробуренным в теле полигона;
– газокомпрессорная станция, обеспечивающая подачу газа;
– высокотемпературная факельная установка для сжигания излишних объемов газа;
– установки очистки газа.

В настоящее время согласно Государственному реестру объектов размещения отходов на территории Омской области функционируют 12 объектов размещения отходов производства и потребления, из них 5 – это полигоны ТКО (ТБО). Омская область располагает большим по-

тенциалом для реализации проектов по сооружению генерирующих объектов, использующих свалочный газ.

Таким образом, биогазовая энергетика может развиваться быстрыми темпами и решить проблему электро- и теплоснабжения в сельскохозяйственных населенных пунктах, а также на крупных предприятиях.

Древесные отходы, пеллеты.

Пеллеты (древесные гранулы) – это экологически чистый вид топлива, получаемый из древесного сырья методом прессования. Данное топливо производят из отходов лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности без применения проклеивающих веществ. Основными видами сырья, из которого изготавливаются пеллеты, являются щепки, опилки, стружки, древесная пыль и кора деревьев. Но также существуют и другие виды сырья, например, торф, солома, скорлупа орехов, камыш и др.

В готовом виде пеллеты представляют собой гранулы диаметром 6 – 10 мм длиной до 50 мм. Изготовление пеллет решает сразу несколько важных проблем: перерабатываются пожароопасные отходы и производится высококалорийное топливо.

Пеллеты как вид топлива появились сравнительно недавно, однако благодаря своим высоким теплотворным и натуральным свойствам получили широкое распространение в Европе, Японии и Северной Америке. Рост их потребления обусловлен возможностью использования гранул на промышленных теплоэлектростанциях и в установках, предназначенных для частного применения.

Энергетика на основе отходов лесопромышленного комплекса на территории Омской области очень перспективна из-за большого количества лесов, занимающих порядка 32 процентов территории всей области.

6.5. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Омской области

Реализуемые и перспективные проекты по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Омской области в период 2022 – 2026 годов, отсутствуют.

6.6. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2022 – 2026 годы

6.6.1. Базовый вариант

Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по базовому варианту развития сформирован по материалам проекта СиПР ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации (таблица № 48).

Таблица № 48

Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по базовому варианту развития, МВт

№ п/п	Мощность	Прогноз				
		2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
1	Установленная мощность	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2	1601,2
	СЭС	60	60	60	60	60
2	Ограничения установленной мощности	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
	СЭС	60	60	60	60	60
3	Располагаемая мощность (1-2)	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4	1570,4
	СЭС	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	1864	1879	1887	1893	1900
5	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-293,6	-308,6	-316,6	-322,6	-329,6

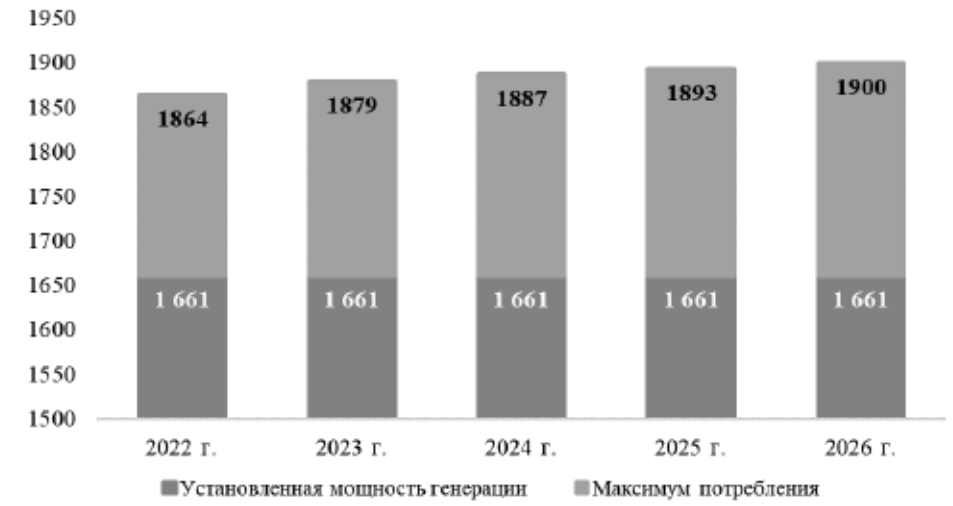


Рисунок 21 – Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по базовому варианту развития

ЭС Омской области на весь рассматриваемый период до 2026 года остается дефицитной по мощности. Дефицит планируется покрывать за счет получения мощности из смежных ЭС.

Перспективный баланс электрической энергии ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по базовому варианту развития представлен в таблице № 49.

Таблица № 49

Перспективный баланс по электроэнергии ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по базовому варианту развития, млрд кВт·ч

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Потребление электроэнергии	11,374	11,480	11,606	11,626	11,675
Выработка электроэнергии	6,034	7,289	7,489	7,522	7,501
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	5,340	4,191	4,117	4,104	4,174

Анализ представленных данных показывает, что баланс электрической энергии ЭС Омской области в базовом варианте складывается с сальдо-получением от смежных ЭС на всю рассматриваемую перспективу. Получение электрической энергии ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов варьируется в диапазоне 4,104 – 5,340 млрд кВт·ч (35,3 – 46,9 процента от собственного потребления электрической энергии).

6.6.2. Дополнительный вариант

Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по дополнительному варианту развития, сформированный по материалам проекта СиПР ЕЭС России и с учетом информации по развитию генерирующих мощностей, представленной генерирующими компаниями, представлен в таблице № 50.

Таблица № 50

Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по дополнительному варианту развития, МВт

№ п/п	Мощность	Прогноз				
		2022	2023	2024	2025	2026
1	Установленная мощность	1661,2	1686,2	1726,2	1726,2	1726,2
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	1601,2	1626,2	1666,2	1666,2	1666,2
	СЭС	60	60	60	60	60
2	Ограничения установленной мощности	90,8	90,8	90,8	90,8	90,8
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
	СЭС	60	60	60	60	60
3	Располагаемая мощность (1-2)	1570,4	1595,4	1635,4	1635,4	1635,4
	АЭС	0	0	0	0	0
	ГЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	1570,4	1595,4	1635,4	1635,4	1635,4
	СЭС	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	1868	1903	1936	2003	2010
5	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	-297,6	-307,6	-300,6	-367,6	-374,6

Перспективный баланс мощности ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по дополнительному варианту развития складывается с дефицитом мощности. Дефицит планируется покрывать за счет получения мощности из смежных ЭС.

Таблица № 51

Перспективный баланс по электроэнергии ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по дополнительному варианту развития, млрд кВт·ч

Наименование показателя	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Потребление электроэнергии	11,392	11,666	12,005	12,518	12,662
Выработка электроэнергии	6,034	7,339	7,749	7,847	7,854
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	5,358	4,327	4,256	4,671	4,808

Балансы электрической энергии ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы по дополнительному варианту развития складывается с получением электрической энергии. Превышение потребности в электрической энергии над производством оценивается 4,256 – 5,358 млрд кВт·ч (34,5 – 47 процентов от собственного потребления электрической энергии). Дефицит электрической энергии планируется покрывать за счет получения из смежных ЭС.

6.7. Расчеты и анализ электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области

При формировании перспективной расчетной модели ЭС Омской области на период 2022 – 2026 годов использованы следующие сведения:

– перечень планируемых к строительству (модернизации, перемаркировке) и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Омской области на период 2022 – 2026 годов согласно проекту СиПР ЕЭС России;

– вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше (включая реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение), а также генерирующих объектов в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям;

– данные контрольных (внеочередных) измерений потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров.

Изменения установленной мощности в период до 2026 года за счет вводов мощности, вывода из эксплуатации, мероприятий по модернизации, перемаркировке и реконструкции генерирующего оборудования не предусматриваются.

В ЭС Омской области до 2026 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице № 40 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности ЭС на территории Омской области согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2022 – 2028 годы.

При формировании перспективных расчетных моделей на 2022 – 2026 годы учтено, что мероприятия по развитию электрической сети класса напряжения 110 кВ и выше отсутствуют.

При формировании перспективной расчетной модели ЭС Омской области для дополнительного варианта развития дополнительно использованы следующие материалы:

– сведения от Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области о крупных инвестиционных проектах, планируемых к реализации в Омской области;

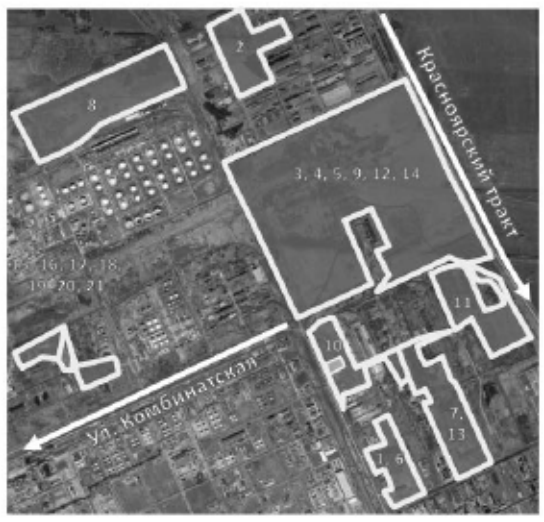
– сведения от Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири и Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» о поданных заявках на технологическое присоединение, по которым не выданы ТУ на ТП.

Перечень крупных потребителей, учтенных в расчетных моделях на 2022 – 2026 годы для дополнительного варианта развития, представлен в таблице № 42.

В рамках дополнительного варианта развития ЭС Омской области рассмотрен, в том числе по данным Министерства энергетики и жилищно-коммунального комплекса Омской области, ввод новых потребителей ОЭЗ ППТ «Авангард» в объеме до 20 МВт к 2024 году и строительство и ввод в эксплуатацию промышленного комплекса по производству графитированных электродов (ООО «Газпромнефть – Графитек») в объеме до 60 МВт к 2025 году.

ОЭЗ ППТ «Авангард» общей площадью 493,65 га расположена в северо-западном промышленном узле г. Омска. В состав ОЭЗ входит 21 земельный участок. Специализацией ОЭЗ ППТ «Авангард» является химическое и нефтехимическое производство. Управляющей компанией является АО «ОЭЗ ППТ «Авангард».

Карта-схема размещения земельных участков АО «ОЭЗ ППТ «Авангард» представлена на рисунке 22.



№	Кадастровый номер земельного участка	Адрес	Общая площадь, га	Собственность
1	55:36:030801:4601	г. Омск, проспект Губкина	14,9	Частная
2	55:36:030801:4589	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	28,0	Государственная (не разграничена)
3	55:36:030801:788	г. Омск, тракт Красноярский	4,3	
4	55:36:030801:789		22,8	
5	55:36:030801:4039	г. Омск, ул. Комбинатская	22,6	
6	55:36:030801:40	г. Омск, проспект Губкина, 13	4,8	Частная
7	55:36:030801:4097		4,7	
8	55:36:030801:4512	г. Омск, Советский административный округ	61,1	Государственная (не разграничена)
9	55:36:030801:4083	г. Омск, переулок Нефтяной, 2	11,7	
10	55:36:030801:4084		18,0	
11	55:36:030801:4085		34,0	
12	55:36:030801:4586		14,5	
13	55:36:030801:4587		37,5	
14	55:36:030801:4588		201,5	
15	55:36:030115:3233	г. Омск, ул. Комбинатская, 46	1,8	
16	55:36:030115:3226		6,0	
17	55:36:030115:3229		0,7	
18	55:36:030115:3022		2,8	Частная
19	55:36:030115:3428	г. Омск, ул. Нефтяная, 3	6,5	Государственная (не разграничена)
20	55:36:030115:3312	г. Омск, ул. Комбинатская, 46/2	0,3	
21	55:36:030115:3020	г. Омск, ул. Комбинатская, 46	0,1	

Рисунок 22 – Карта-схема размещения земельных участков АО «ОЭЗ ППТ «Авангард»

Исходя из проекта договора, на технологическое присоединение подключения потребителей ОЭЗ ППТ «Авангард» в объеме 20 МВт планируется к ПС 110 кВ Пластмасс (1×40 МВА+1×63 МВА) – ООО «Омская энергосетевая компания».

Подключение новых потребителей ООО «Газпромнефть – Графитек» в объеме 60 МВт планируется в рассечку ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Лузино (Д-8/18). На данный момент ведется подготовка к разработке схемы внешнего электроснабжения.

Мероприятия по электросетевому строительству носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными ПП РФ от 27.12.2004 № 861, и Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 года № 1195.

Рассмотренный вариант по присоединению дополнительных нагрузок в ЭС Омской области на этапах 2022 – 2026 годов актуален как в сценарии с перетоками активной мощности «в Сибирь», так и в сценарии при перетоках активной мощности «на Урал».

В целях выявления районов с выходом параметров режима за область допустимых значений в ЭС Омской области, для перспективного периода 2022 – 2026 годов в Программе выполнены расчеты электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области для нормальных и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630[4] на каждый год рассматриваемого пятилетнего периода 2022 – 2026 годов для базового и для дополнительного вариантов развития.

При выполнении расчетов и анализа электрических режимов согласно ГОСТ Р 58670–2019 расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

– режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 36 °С;

– режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670–2019 – минус 5 °С;

– режим летних максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30 °С;

– режим летних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 19 °С.

Расчеты электроэнергетических режимов работы электрической сети ЭС Омской области проведены с учетом всего возможного диапазона изменения внешних перетоков мощности между ОЭС Урала, Сибири и Республики Казахстан. С этой целью в перспективных расчетных моделях учтены два режимно-балансовых сценарных условия:

– обеспечение перетока активной мощности через ЭС Омской области в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» в Сибирь (далее – подгруппа результатов расчетов будет обозначаться «переток в Сибирь»);

– обеспечение перетока активной мощности через ЭС Омской области в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» на Урал (далее – подгруппа результатов расчетов будет обозначаться «переток на Урал»).

6.7.1. Базовый вариант. Переток в Сибирь. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В нормальной схеме электрической сети ЭС Омской области в электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2022 – 2026 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов перспективных электроэнергетических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах ЭС Омской области выявил СРС, характеризующиеся выходом параметров режима из области допустимых значений.

6.7.1.1. Анализ уровней напряжения

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах не выявил случаев выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

6.7.7.2. Анализ токовой загрузки в электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области. Нормативные возмущения в нормальной схеме

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов на этапах 2022 – 2026 годов в нормальной схеме превышений ДДТН электросетевого оборудования ЭС Омской области не выявлено.

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах ЭС Омской области выявлено наличие токовых перегрузок электросетевых объектов 110 кВ и выше на этапах 2022 – 2026 годов в периоды зимних и летних нагрузок.

[4] При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630. Согласно указанному документу, продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

1. Транзит 110 кВ Лузино – Москаленки.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапах 2022 – 2026 годов выявлено превышение ДДТН ЛЭП транзита 110 кВ Лузино – Москаленки:

– ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24);

– ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24);

– ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23);

– ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23).

Максимальная величина токовой нагрузки выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапе 2026 года при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

– ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Лузино – Лузино-т) – 758 А (131 процент от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Лузино-т – Алонский) – 713 А (123 процента от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Алонский – Татьяновская) – 715 А (123 процента от Iддтн);

– по ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьяновская) – 716 А (148 процентов от Iддтн);

– по ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Пикетное – Помурино) – 671 А (139 процентов от Iддтн);

– по ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24) (участок Москаленки – Помурино) – 652 А (135 процентов от Iддтн).

Таким образом, максимальная величина токовой нагрузки рассматриваемых ВЛ 110 кВ, выявленная в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапах 2022 – 2026 годов, превышает АДТН.

Включенное состояние СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую загрузку ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24), ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская. Данное схемно-режимное мероприятие снижает токовую загрузку ВЛ 110 кВ Пикетное – Москаленки с отпайкой на ПС Помурино (С-24), ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Лузино –Татьяновская) ниже ДДТН, но не исключает превышение ДДТН ВЛ 110 Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьяновская). Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская снижает надежность электроснабжения потребителей Шербакульского района Омской области и должна выполняться в условиях возможного возникновения превышения ДДТН электросетевого оборудования.

Для предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) (участок Пикетное – Татьяновская) в период зимних максимальных нагрузок 2022 – 2026 годов с учетом включения СВ-110 ПС 110 кВ Сосновская и превентивного переноса точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская рекомендуется превентивно выполнить перенос точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Сельская.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапе 2026 года при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24) и составила:

– ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (участок Лузино – Алонский) – 712 А (123 процента от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (участок Марьяновка-Алонский) – 662 А (137 процентов от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Марьяновка – Помурино) – 633 А (131 процент от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 619 А (107 процентов от Iддтн).

Следует отметить, что при проведении расчетов электроэнергетических режимов в электрической сети 110 кВ и выше на перспективный период 2022 – 2026 годов учтено изменение нормальной схемы ПС 110 кВ Марьяновка, предусматривающее включение ВВ1-110 и ВС-110 на ПС 110 кВ Марьяновка с отключением РП-110.

Включение СВ-110 кВ Сосновская и превентивный перенос точки раздела транзита 110 кВ Шербакульская – Сельская позволяет не допустить превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Лузино – Пикетное с отпайками (С-24).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (участок Марьяновка-Алонский), ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) с учетом включения СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапе 2026 года при аварийном отключении 2 СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила:

– ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (участок Лузино – Алонский) – 716 А (123 процента от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (участок Марьяновка – Алонский) – 712 А (147 процентов от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Марьяновка – Татьяновская) – 683 А (141 процент от Iддтн);

– ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (участок Москаленки – Помурино) – 669 А (1115 процентов от Iддтн).

Включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская не влияет на токовую загрузку ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) и ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23), но позволяет превентивно перенести точку раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская.

Данное схемно-режимное мероприятие снижает токовую загрузку ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23), ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23), но не исключает превышение ДДТН участка Марьяновка – Алонский ВЛ 110 кВ Лузино – Марьяновка с отпайками (С-23) (541 А, 112 процентов от Iддтн) и участка Москаленки – Помурино ВЛ 110 кВ Марьяновка – Москаленки с отпайками (С-23) (512 А, 106 процентов от Iддтн). В сложившейся СРС для снижения загрузки ЛЭП ниже ДДТН в ПАР рекомендуется превентивно выполнить перенос точки раздела по транзиту 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская с ПС 110 кВ Тумановская на ПС 110 кВ Сельская. Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская с ПС 110 кВ Шербакульская на ПС 110 кВ Сельская снижает надежность электроснабжения потребителей Шербакульского района Омской области и должна выполняться только в условиях возможного возникновения превышения ДДТН электросетевого оборудования.

2. ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64).

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапах 2022 – 2026 годов выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64).

Максимальная величина токовой нагрузки выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапе 2026 года при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 220 кВ Лузино и составила 538 А (111 процентов от Iддтн).

Включение СВ-110 на ПС 110 кВ Сосновская и перенос точек деления транзита 110 кВ Сельская – Шербакульская – Одесская и транзита 110 кВ ПС 220 кВ Называевская – ПС 110 кВ Тумановская – ПС 110 кВ Сельская не влияет на токовую загрузку ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64).

Для недопущения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 220 кВ Лузино с учетом переноса точки раздела транзита 110 кВ Шербакульская – Сельская на ПС 110 кВ Шербакульская рекомендуется превентивное размыкание транзита 110 кВ Кировская – Стрела путем отключения СВ-110 кВ на ПС 110 кВ Карбышево или отключения В-110 С-90 на ПС 110 кВ Кировская. Также для поддержания уровней напряжений в области допустимых значений на подстанциях транзита 110 кВ Шербакульская – Сельская, а также для ликвидации превышения ДДТН АТ-2 ПС 220 кВ Лузино рекомендуется в течение 20 минут включение АТ-1(3) ПС 220 кВ Лузино.

Следует отметить, что реализация мероприятия по превентивному переносу точки раздела транзита 110 кВ Кировская – Стрела снижает надежность электроснабжения потребителей транзита 110 кВ Лузино – Кировская и должна выполняться в условиях возможного возникновения превышения ДДТН электросетевого оборудования.

3. Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

При возникновении нормативного возмущения в нормальной схеме как в отчетном периоде, так и в период 2022 – 2026 годов, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), происходит отключение потребителей третьей категории надежности, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская. Максимальный объем отключаемой нагрузки составит 8,3 МВт в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре -36°С.

Карта-схема электрических сетей напряжением 35 – 110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская представлена на рисунке 23.

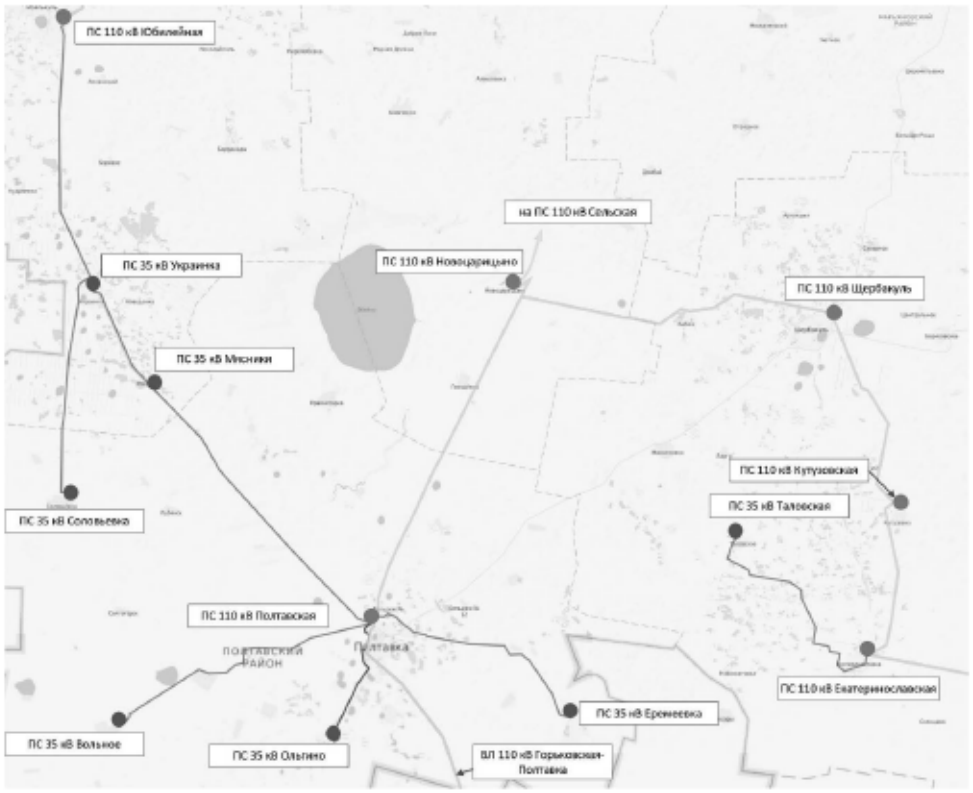


Рисунок 23 – Карта-схема электрических сетей напряжением 35 – 110 кВ энергорайона размещения ПС 110 кВ Полтавская

На основании п. 31(6) ПП РФ от 27.12.2004 № 861 допустимое число часов. На основании п. 31(6) ПП РФ от 27.12.2004 № 861 допустимое число часов ограничения для потребителей 3-й категории надежности составляет 72 часа в год, но не более 24 часов непрерывно, 2-й категории – определяется договором на технологическое присоединение. При повреждении протяженной ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) время восстановления поврежденного оборудования может превысить 24 часа.

На текущий период ПС 110 кВ Юбилейная и ПС 110 кВ Полтавская в соответствии с договором аренды объектов электросетевого хозяйства находятся в эксплуатационном обслуживании Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей 3 категории надежности, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) рассмотрены варианты усиления сети 10 – 110 кВ (далее – подгруппа вариантов будет обозначаться «сетевые варианты») и альтернативные варианты с применением резервных источников электроснабжения: накопителей электрической энергии или с сооружением генерирующего объекта (далее – подгруппа вариантов будет обозначаться «варианты с резервным источником электроснабжения»).

Сетевые варианты:

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 35 кВ (вариант 1А);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Юбилейная с усилением сети 10 – 35 кВ (вариант 1Б);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ (вариант 2 и 2А);

– организация электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская по сети 110 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с сооружением новой ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская (вариант 3).

Варианты с резервным источником электроснабжения:

– альтернативный вариант электроснабжения потребителей с применением накопителей электрической энергии;

– альтернативный вариант электроснабжения потребителей с сооружением генерирующего объекта электрической энергии.

С целью исключения нарушения электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), рассмотрены следующие альтернативные варианты с применением резервного источника электроснабжения для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 9,4 МВт.

Альтернативный вариант снабжения потребителей с применением накопителей электрической энергии.

В качестве альтернативы предложенным вариантам усиления существующей сети 10 – 110 кВ рассмотрен вариант с установкой системы накопления электрической энергии (далее – СНЭЭ) для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 8,3 МВт на перспективу 2026 года.

Основными элементами СНЭЭ являются:

– подсистема накопления, включающая аккумуляторные батареи (далее – АБ) и определяющая номинальную энергоемкость системы;

– подсистема преобразования, включающая повышающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ и реверсивный полупроводниковый преобразователь напряжением 0,38 кВ, определяющая нормированную выходную активную мощность системы;

– вспомогательные подсистемы контроля и управления.

Для СНЭЭ с подсистемой накопления электрохимического типа наиболее перспективной и рекомендуемой к использованию является подсистема накопления на базе литий-ионных АБ. Такие устройства способны выдерживать ежедневные заряды/разряды, при средней продолжительности циклов 12 – 24 часа, способны практически мгновенно (безынерционно) изменять собственный режим работы и позволяют масштабировать систему накопления в сторону увеличения номинальной энергоемкости без ограничения «сверху».

Требуемые параметры СНЭЭ для резервного электроснабжения энергорайона ПС 110 кВ Полтавская составляют:

– нормированная выходная активная мощность – 9,4 МВт;

– номинальная энергоемкость – 380 000 кВт·ч;

– продолжительность регулировочного воздействия – 24 ч.

Указанное значение номинальной энергоемкости учитывает потери в полупроводниковом преобразователе, потери в литий-ионных АБ, запас на старение и запас на допустимую глубину разряда литий-ионных АБ.

Для обеспечения энергоемкости в объеме 380 000 кВт·ч подсистема накопления должна включать в себя 85 АБ емкостью не менее 1 652 400 А·ч, при этом в составе одной литий-ионной АБ 72 элемента по 270 А·ч с номинальным напряжением 3,2 В.

Удельная стоимость элементов литий-ионных АБ типа LiFePO4 второго поколения принята по данным заводов-изготовителей равной 100 руб./А·ч.

Таким образом, капитальные затраты на подсистему накопления СНЭЭ составят 165,2 млн руб.

При этом стоимость оборудования подсистемы преобразования и вспомогательных подсистем контроля и управления в 40 – 120 раз превышает стоимость подсистемы накопления. Следовательно, полные капитальные затраты на применение СНЭЭ ориентировочно составят 6,6 – 19,8 млрд руб.

Следует отметить, что представленные параметры СНЭЭ, а также капитальные затраты на реализацию СНЭЭ носят предварительный характер и должны быть уточнены в рамках отдельного проектирования.

Поскольку указанные капитальные затраты заведомо превосходят стоимость реконструкции сети 10 – 110 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская, данный вариант в технико-экономическом сравнении не участвует. Следует отметить, что только при снижении удельных показателей стоимости СНЭЭ за единицу мощности и за единицу энергии до уровня 65300 руб./кВт и до 1600 руб./кВт·ч капитальные затраты в данный вариант будут равнозначны затратам на реализацию рекомендованного сетевого варианта.

Альтернативный вариант снабжения потребителей с сооружением генерирующего объекта электрической энергии.

В качестве альтернативы предложенным вариантам усиления существующей сети 10 – 110 кВ с целью исключения нарушения электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), рассмотрен вариант с сооружением генерирующего объекта установленной мощностью 10 МВт (с учетом потребления собственных нужд электрической станции) для обеспечения резервного энергоснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в объеме 8,3 МВт на перспективу 2026 года.

Для предварительной оценки целесообразности применения генерирующего объекта за основной объект принята газотурбинная установка мощностью 10 МВт с подключением к ПС 110 кВ Полтавская.

Стоимость сооружения нового генерирующего объекта установленной мощностью 10 МВт на базе газотурбинных установок определена на основании данных каталога Gas Turbine World 2010 и данных по объектам-аналогам. Укрупненная стоимость ГТЭС составляет 1 185 млн руб. без НДС в ценах I квартала 2022 года.

Следует отметить, что представленные параметры генерирующего объекта, а также капитальные затраты на реализацию генерирующего объекта носят предварительный характер и должны быть уточнены в рамках отдельного проектирования.

Поскольку указанные капитальные затраты заведомо превосходят стоимость реконструкции сети 10 – 110 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская, данный вариант в технико-экономическом сравнении не участвует.

По результатам технико-экономического сравнения сетевых вариантов наиболее экономичным является вариант № 2 (рекомендуемый к реализации), предусматривающий организацию электроснабжения потребителей энергорайона ПС 110 кВ Полтавская в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино-Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская с усилением сети 35 кВ.

Вариант № 2 предусматривает выполнение следующих мероприятий:

– сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская проводом АС-70 протяженностью 24 км с образованием новой ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отпайкой на ПС Еремеевка;

– установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская. Параметры СТК необходимо уточнить в рамках дальнейшего проектирования;

– замена ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ТТ пропускной способностью не менее 400 А;

– замена ТТ (100 А) и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) на ПС 110 кВ Полтавская на новые с пропускной способностью не менее 400 А;

– реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 10 МВА на новый мощностью 25 МВА;

– замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства (для обеспечения селективной работы дифференциальной защиты трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская);

– замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Екатеринославская;

– реконструкция ШОТ ПС 110 кВ Полтавская;

– строительство ОПУ на ПС 35 кВ Таловская;

– монтаж ШОТ на ПС 35 кВ Таловская.

Сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская также потребует пересчета параметров срабатывания УРЗА, установленных на ПС 110 кВ Екатеринославская, ПС 35 кВ Таловская и ПС 110 кВ Полтавская. Возможность установки необходимых параметров срабатывания УРЗА, а также объем реконструкции/замены вышеуказанных УРЗА определяется при разработке проектной документации по титулу сооружения новой ВЛ 35 кВ.

Следует также отметить, что при разработке варианта № 2 в послеаварийных или ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5), выявлено превышение ДДТН 1Т ПС 110 кВ Екатеринославская мощностью 10 МВА. Данное превышение обусловлено сложившейся нагрузкой энергорайона расположения ПС 110 кВ Полтавская, а также потерями в сети 35 кВ при организации питания ПС 110 кВ Полтавская по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Екатеринославская. Для ликвидации выявленного превышения ДДТН 1Т ПС 110 кВ Екатеринославская рекомендована замена существующего трансформатора на новый мощностью 25 МВА.

В результате реализации мероприятий по варианту № 2, напряжения в электрической сети 10 – 35 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская входят в область длительно допустимых значений, превышений ДДТН электросетевых элементов не возникает. Следует отметить, что в различных режимах работы ЭС (максимум/минимум нагрузки), а также в разных сезонах потребуется синхронизация данных мероприятий с работой РПН на ПС 110 кВ Екатеринославская в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5).

Следует отметить, что рекомендуемый вариант № 2 позволяет обеспечить 2-ю и 3-ю категорию надежности электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская. Для обеспечения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по 1-й категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), рекомендуется к реализации вариант № 2А, предусма-

тривающий дополнительно к мероприятиям по варианту № 2 организацию функции автоматического включения выключателя в устройстве АУВ ВЛ 35 кВ Полтавская – Еремеевскя с отпайкой на ПС Таловская со стороны ПС 35 кВ Таловская. Данный вариант сопоставим с вариантом сооружения новой ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская (вариант № 3) в части возможности обеспечения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, по 1-й категории надежности (при изменении категории надежности существующих или при подключении новых потребителей), но является менее затратным.

Согласно п. 6.1.2. Протокола согласительного совещания Министерства энергетики Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 07-1568-пр мероприятия, предусмотренные вариантом № 2, следует включить в ИПР ПАО «Россети Сибирь» в качестве наиболее оптимальных.

Ввиду отсутствия сведений о наличии в исследуемом энергорайоне ПС 110 кВ Полтавская существующих потребителей 1-й категории надежности и возможного подключения в период до 2026 года перспективных потребителей 1-й категории надежности к дальнейшей реализации рекомендуется вариант № 2.

Подробные результаты проведенного технико-экономического сравнения с оценкой дисконтированных затрат из расчета жизненного цикла в 15 лет по разработанным вариантам представлены в разделе 4.8.

6.7.1.3 Анализ токовой загрузки в электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области. Нормативные возмущения в ремонтных схемах

По итогам анализа результатов расчета электроэнергетических режимов для этапов 2022 – 2026 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН ряда электросетевого и трансформаторного оборудования 110 кВ и выше ЭС Омской области в период летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре плюс 19 °С и летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С:

– АТ-1 ПС 500 кВ Таврическая;
– АТ-2 ПС 500 кВ Таврическая;
– АТ-1 ПС 500 кВ Восход;
– КВЛ 220 кВ Восход –Татарская;
– КВЛ 220 кВ Восход – Московка;
– 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);
– ВЛ 110 кВ Валерино – Колония с отпайкой на ПС Илюшкино (З-16 Валерино – Колония);
– ВЛ 110 кВ Валерино – Каратканск с отпайками (З-15 Валерино – Каратканск);
– ВЛ 110 кВ Калачинская – Новокормиловская с отпайками (С-124);
– КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками II цепь (С-18);
– КВЛ 110 кВ Московка – Октябрьская с отпайками I цепь (С-17).

Выявленные превышения ДДТН элементов электрической сети 110 кВ и выше возникают в аварийно-ремонтных схемах, связанных с отключением элементов, входящих в существующие КС, и обусловлены превышением сложившегося перетока активной мощности над МДП в ремонтных схемах.

Для предотвращения возникновения превышения ДДТН рассматриваемых электросетевых элементов 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтных схемах рекомендуется осуществлять подготовку данных ремонтных схем и обеспечить превентивное снижение перетока в КС до уровня МДП в ремонтной схеме. С учетом реализации превентивных мероприятий по подготовке ремонтных схем, а также с учетом действия существующих устройств ПА и реализации схемно-режимных мероприятий в ПАР превышений ДДТН электросетевых элементов 110 кВ и выше для базового варианта при перетоке активной мощности «в Сибирь» в период 2022 – 2026 годов не выявлено.

Следует также отметить, что по итогам анализа результатов расчета электроэнергетических режимов для этапов 2022 – 2026 годов при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64), возникающие в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре минус 36 °С и температуре минус 5 °С.

ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64).

Превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) выявлено при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в периоды зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапах 2022 – 2026 годов.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -36 °С на этапе 2026 года при отключении ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Иртышская – Сибирская Оросительная (С-171) и составила:

– по участку Лузино – Чунаевка – 554 А (115 процентов от Iддтн, Iадтн);
– по участку Чунаевка – Входная – 526 А (109 процентов от Iддтн, Iадтн).

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) предлагается проведение ремонтов в иные периоды года при сниженном потреблении.

6.7.1.4 Выводы по результатам анализа расчетов электроэнергетических режимов в базовом варианте при перетоках «в Сибирь»

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов работы электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области в базовом варианте при перетоках «в Сибирь» были выявлены районы с выходом параметров режимов за область допустимых значений, связанные с недостатком пропускной способности электросетевого оборудования и проводов линий электропередачи 110 кВ для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах.

В качестве мероприятия для ликвидации выхода параметров режима за область допустимых значений рекомендуется применение схемно-режимных мероприятий, направленных на превентивный перенос точки раздела транзитов.

Кроме того, для исключения превышения допустимого времени прекращения электроснабжения потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Полтавская, в период отключения ВЛ 110 кВ Новоцарицино – Полтавская с отпайкой на ПС Шербакульская (С-5) необходима реализация мероприятий по усилению электрической сети 35 кВ в рассматриваемом энергорайоне.

6.7.2. Базовый вариант. Переток на Урал. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах ЭС Омской области для базового варианта при перетоке активной мощности «на Урал» превышений ДДТН электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше, отличных от выявленных и описанных в рамках базового варианта с перетоком «в Сибирь», не выявлено.

Ввиду небольшой разницы токовой загрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше в период 2022 – 2026 годов при перетоке «на Урал», необходимость реализации новых мероприятий для ликвидации превышения ДДТН при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах, отличных от мероприятий, предложенных в рамках базового варианта развития при перетоке «в Сибирь», не выявлена.

С учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь - 2» с направлением «в Сибирь», необходимость реализации дополнительных мероприятий отсутствует.

6.7.3 Дополнительный вариант. Переток в Сибирь. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах ЭС Омской области для дополнительного варианта при перетоке активной мощности «в Сибирь» превышений ДДТН электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше, отличных от выявленных и описанных в рамках базового варианта, не выявлено.

На основании результатов сравнительного анализа токовой загрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше наблюдается незначительное отличие токовой загрузки между дополнительным и базовым вариантами развития, при этом в некоторых случаях выявлено снижение токовой загрузки некоторых электросетевых элементов.

Ввиду небольшой разницы токовой загрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше в период 2022 – 2026 годов в дополнительном и базовом вариантах развития, необходимость реализации новых мероприятий для ликвидации превышения ДДТН при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах в дополнительном варианте развития, отличных от мероприятий, предложенных в рамках базового варианта развития, не выявлена.

Таким образом, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением «в Сибирь», в условиях реализации дополнительного прогноза необходимость реализации дополнительных мероприятий отсутствует.

Кроме того, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением «в Сибирь» в условиях реализации дополнительного прогноза с учетом присоединения новых энергопринимающих устройств ОЭЗ ППТ «Авангард» суммарной максимальной мощностью 20 МВт, необходимость выполнения дополнительных мероприятий по усилению прилегающей сети 110 кВ и выше в районе размещения ОЭЗ ППТ «Авангард» отсутствует.

Энергорайон размещения ПС 110 кВ Полтавская.

По данным Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» имеются намерения ООО «Ястро-Переработка» по расширению производственных мощностей с увеличением потребляемой мощности на 2 МВт (1,4 МВт с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП).

В результате реализации мероприятий по варианту № 2 с учетом дополнительной нагрузки ООО «Ястро-Переработка» напряжения в электрической сети 10 – 35 кВ энергорайона ПС 110 кВ Полтавская входят в область длительно допустимых значений, превышений ДДТН электросетевых элементов не возникает.

При поступлении дополнительных заявок от потребителей на технологическое подключение может потребоваться разработка дополнительных технических мероприятий, которые подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными ПП РФ от 27.12.2004 № 861.

6.7.4. Дополнительный вариант. Переток на Урал. Анализ напряжений и токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

В результате анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах ЭС Омской области для дополнительного варианта при перетоке активной мощности «на Урал» превышений ДДТН электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше, отличных от выявленных и описанных в рамках базового варианта, не выявлено.

На основании результатов сравнительного анализа токовой загрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше наблюдается незначительное отличие токовой загрузки между дополнительным и базовым вариантами развития, при этом в некоторых случаях выявлено снижение токовой загрузки некоторых электросетевых элементов.

Ввиду небольшой разницы токовой загрузки электросетевых элементов электрической сети 110 кВ и выше в период 2022 – 2026 годов в дополнительном и базовом вариантах развития, необходимость реализации новых мероприятий для ликвидации превышения ДДТН при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах в дополнительном варианте развития, отличных от мероприятий, предложенных в рамках базового варианта развития, не выявлена.

Таким образом, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением «на Урал», в условиях реализации дополнительного прогноза необходимость реализации дополнительных мероприятий отсутствует.

Кроме того, с учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового варианта развития ЭС Омской области в период 2022 – 2026 годов в режиме транзитного перетока активной мощности в сечении «Казахстан – Сибирь – 2» с направлением «на Урал» в условиях реализации дополнительного прогноза с учетом присоединения новых энергопринимающих устройств ОЭЗ ППТ «Авангард» суммарной максимальной мощностью 20 МВт, необходимость выполнения дополнительных мероприятий по усилению прилегающей сети 110 кВ и выше в районе размещения ОЭЗ ППТ «Авангард» отсутствует.

6.8. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

– «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281;

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Москва, Экономика, 2000 год), утвержденными Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21 июня 1999 года № ВК 477.

Сравнение вариантов выполнено за период 15 лет, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Шаг расчета – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен I квартала 2021 года. Инфляция в расчете не учитывалась.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ)[5].

[5] УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 года № 10.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2022 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз), в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 года № 380 (таблица № 52).

Таблица № 52

Индексы – дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы				
			2018	2019	2020	2021	I квартал 2022
1	2	3	4	5	6	7	8
Индекс – дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30 сентября 2019 года	105,3	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26 сентября 2020 года	–	106,8	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30 сентября 2021 года	–	–	105,6	105,4	101,3

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121–2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35 – 1150 кВ» от 1 июня 2012 года.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости[6]:

– воздушные линии электропередачи – 0,8 процента;

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 процента.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 6,5 процента.

6.8.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2022 года без НДС) на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская приведены в таблице № 53.

Таблица № 53

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская

№	Мероприятие	Линии электропередачи			Подстанции					Итоговая стоимость в ценах I квартала 2022 года, млн руб. без НДС
		Напряжение, кВ	Количество/ Цепность/ протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК шт. х МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
							110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1А (СТК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская и СТК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная)										
1	Установка СТК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская*				35	1х22				95,85
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения БСК				35			№ 35-9 / 1		16,91
3	Установка СТК объемом 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная*				35	1х8				34,86
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная на 1 линейную ячейку для подключения СТК				35			№ 35-9 / 1		14,55
5	Замена ВЧЗ (100 А), ТТ (200 А) ВЛ 35 кВ Юбилейная – Украинка (97Ц) на ПС 35 кВ Украинка на ВЧЗ и ТТ пропускной способностью не менее 600 А				35					1,67
6	Замена ТТ (150 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 35 кВ Украинка				35					1,29
7	Замена ТТ и ВЧЗ (200 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) пропускной способностью не менее 600 А на ПС 110 кВ Полтавская				35					1,67
8	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства									3,26
9	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой 1Т мощностью 1х16 МВА на новый мощностью 1х25 МВА				110/35/10	1х25				70,80
10	Увеличение пропускной способности ВЛ 35 кВ Полтавка-Украинка (405Ц) с заменой существующего провода на новый АС-70	35	1х1х43,42	АС-70						432,97**
Итого по варианту № 1Б										641,56
Вариант № 2 (сооружение отпайки 35 кВ+СТК)										
1	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еременовка (120Ц)	35	1х1х24	АС-70						220,44
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ****				35			№ 35-9 / 1		16,91
3	Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская				35	1х22				95,85
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК				35			№ 35-9 / 1		16,91
5	Замена ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ВЧЗ пропускной способностью не менее 400 А				35					1,29
6	Замена ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Еременовка (120Ц) пропускной способностью не менее 400 А на ПС 110 кВ Полтавская				35					1,67
7	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства									3,26
8	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 1х10 МВА на новый мощностью 1х25 МВА				110/35/10	1х25				70,80
9	Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская									0,23
10	Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская				35					10,83
11	Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская									0,09
12	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н):				110			№110-9 / 2		73,45
Итого по варианту № 2										511,73
Вариант № 2А (сооружение отпайки 35 кВ+СТК+АВР)										
1	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка – Еременовка (120Ц)	35	1х1х24	АС-70						220,44
2	Расширение РУ 35 кВ ПС 35 кВ Таловская на 1 линейную ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ****				35			№ 35-9 / 1		16,91
3	Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская				35	1х22				95,85
4	Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК				35			№ 35-9 / 1		16,91
5	Замена ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117 Ц) на ПС 35 кВ Таловская на ТТ пропускной способностью не менее 400 А				35					1,29
6	Замена ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка-Еременовка (120Ц) пропускной способностью не менее 400 А на ПС 110 кВ Полтавская				35					1,67
7	Замена устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства									3,26
8	Реконструкция ПС 110 кВ Екатеринославская с заменой 1Т мощностью 1х10 МВА на новый мощностью 1х25 МВА				110/35/10	1х25				70,80
9	Шкаф отбора напряжения новой ВЛ 35 кВ со стороны ПС 35 кВ Таловская				35					0,52
10	УПАСК ПРД на ПС 110 кВ Полтавская									1,01
11	УПАСК ПРМ на ПС 35 кВ Таловская									1,01
12	ВЧ обработка ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отп. на ПС Еременовка со стороны ПС 110 кВ Полтавская									2,92
13	ВЧ обработка ВЛ 35 кВ Полтавка – Таловская с отп. на ПС Еременовка со стороны ПС 35 кВ Таловская									2,92
14	Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская									0,23
15	Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская				35					10,83
16	Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская									0,09
17	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н)				110		№110-9 /2			73,45
18	Замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2									1,01
Итого по варианту № 2А										521,12
Вариант № 3А (ВЛ 110 кВ проводом АС-70)										
1	Сооружение ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская протяженностью 50 км	110	1х1х50	АС-70						538,33
2	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Екатеринославская на 1 линейную ячейку				110		№ 110-9 / 1			37,03
3	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 9):				110		№110-9 / 5			184,55
4	Замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2; установка ячеек выключателей 110 кВ на присоединениях ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская и ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская;									2,37
5	Установка СВ-110 кВ									4,84
6	ПС 110 кВ Полтавская:									2,37
7	Установка ДФЗ с ВЧ приемо-передатчиком ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская									4,84
Итого по Варианту № 3А										774,33
Вариант № 3Б (ВЛ 110 кВ проводом АС-120)										
1	Сооружение ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская протяженностью 50 км	110	1х1х50	АС-120						555,31
2	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Екатеринославская на 1 линейную ячейку				110		№ 110-5Н / 1			37,03
3	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 9)				110		№110-9 / 5			184,55

[6] Справочник по проектированию электрических сетей» (под редакцией Д.Л. Файбисовича, Москва, ЭНАС, 2012 год).

4	Замена ОД и КЗ на В-110 Т-1 и Т-2; установка ячеек выключателей 110 кВ на присоединениях ВЛ 110 кВ Кутузовская – Екатеринославская и ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Одесская;									2,37
5	Установка СВ-110 кВ									4,84
6	ПС 110 кВ Полтавская:									2,37
7	Установка ДФЗ с ВЧ приемо-передатчиком ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская									4,84
Итого по варианту № 3Б										791,31

Примечания:

* – при определении стоимости реализации мероприятия учитывается демонтаж существующей ВЛ 35 кВ и строительство новой ВЛ 35 кВ.

** – предложенная мощность СТК является суммарной. Мощность ступеней включаемых СТК зависит от нагрузки энергорайона ПС 110 кВ Полтавская. Количество и объем ступеней СТК суммарной мощностью 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная и 22 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская необходимо определить в рамках дальнейшего проектирования.

*** – предложенная мощность СТК является суммарной. Мощность ступеней включаемых СТК зависит от нагрузки энергорайона ПС 110 кВ Полтавская. Количество и объем ступеней СТК суммарной мощностью 8 Мвар на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная и 18 Мвар на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская необходимо определить в рамках дальнейшего проектирования.

**** – стоимость ячейки учитывает стоимость защит АУВ ЛЭП 35 кВ.

Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах № 55 – 60.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская приведены в таблице № 54.

Таблица № 54

Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1А	Вариант № 1Б	Вариант № 2	Вариант № 2А	Вариант № 3А	Вариант № 3Б
Капитальные затраты, млн руб.	673,83	641,56	511,73	521,12	774,33	791,31
То же в процентах	132	125	100	102	151	155
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	212,09	189,25	227,40	234,04	218,77	220,40
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	760,68	716,64	617,44	630,26	859,17	876,11
То же в процентах	123	116	100	102	139	142

Как следует из результатов выполненного технико-экономического сравнения, наиболее экономичным вариантом развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская является вариант № 2.

Для дальнейшего рассмотрения рекомендуется вариант № 2.

Таблица № 55

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1А (СТК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская и СТК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	673,83	224,61	224,61	224,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	432,97	144,32	144,32	144,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	240,86	80,29	80,29	80,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	212,09	0,00	0,00	0,00	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67
в том числе:																
ВЛ	41,57	0,00	0,00	0,00	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	170,53	0,00	0,00	0,00	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21	14,21
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	885,92	224,61	224,61	224,61	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	760,68	224,61	210,90	198,03	14,63	13,74	12,90	12,11	11,37	10,68	10,03	9,42	8,84	8,30	7,79	7,32

Таблица № 56

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1Б (СТК на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Полтавская и СТК на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Юбилейная) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	641,56	213,85	213,85	213,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	432,97	144,32	144,32	144,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	208,59	69,53	69,53	69,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	189,25	0,00	0,00	0,00	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77
в том числе:																
ВЛ	41,57	0,00	0,00	0,00	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	147,68	0,00	0,00	0,00	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	830,81	213,85	213,85	213,85	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77	15,77
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	716,64	213,85	200,80	188,55	13,06	12,26	11,51	10,81	10,15	9,53	8,95	8,40	7,89	7,41	6,96	6,53

Таблица № 57

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 (сооружение отпайки 35 кВ и установка СТК на ПС 110 кВ Полтавская) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	511,73	170,58	170,58	170,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	220,44	73,48	73,48	73,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	291,29	97,10	97,10	97,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	227,40	0,00	0,00	0,00	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95
в том числе:																
ВЛ	21,16	0,00	0,00	0,00	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	206,23	0,00	0,00	0,00	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	739,13	170,58	170,58	170,58	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95	18,95
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	617,44	170,58	160,17	150,39	15,69	14,73	13,83	12,99	12,19	11,45	10,75	10,09	9,48	8,90	8,36	7,85

Таблица № 58

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2А (сооружение отпайки 35 кВ, установка СТК на ПС 110 кВ Полтавская и установка АВР на ПС 35 кВ Таловская) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	521,12	173,71	173,71	173,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	220,44	73,48	73,48	73,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	300,68	100,23	100,23	100,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	234,04	0,00	0,00	0,00	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
в том числе:																
ВЛ	21,16	0,00	0,00	0,00	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	212,88	0,00	0,00	0,00	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74	17,74
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	755,16	173,71	173,71	173,71	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	630,26	173,71	163,10	153,15	16,15	15,16	14,24	13,37	12,55	11,78	11,07	10,39	9,76	9,16	8,60	8,08

Таблица № 59

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3А (сооружение ВЛ 110 кВ проводом АС-70) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	774,33	258,11	258,11	258,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	538,33	179,44	179,44	179,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	236,00	78,67	78,67	78,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	218,77	0,00	0,00	0,00	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23
в том числе:																
ВЛ	51,68	0,00	0,00	0,00	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	167,09	0,00	0,00	0,00	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	993,10	258,11	258,11	258,11	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23	18,23
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	859,17	258,11	242,36	227,57	15,09	14,17	13,31	12,49	11,73	11,02	10,34	9,71	9,12	8,56	8,04	7,55

Таблица № 60

Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3Б (сооружение ВЛ 110 кВ проводом С-120) развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	791,31	263,77	263,77	263,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																
ВЛ	555,31	185,10	185,10	185,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	236,00	78,67	78,67	78,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
ВЛ		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	220,40	0,00	0,00	0,00	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37
в том числе:																
ВЛ	53,31	0,00	0,00	0,00	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	167,09	0,00	0,00	0,00	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1 011,71	263,77	263,77	263,77	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37	18,37
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	876,11	263,77	247,67	232,56	15,20	14,28	13,41	12,59	11,82	11,10	10,42	9,78	9,19	8,63	8,10	7,61

6.8.2. Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для энергорайона ПС 110 кВ Карбышево

В данном разделе проведен анализ необходимости установки секционного выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Карбышево с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей 2-й категории надежности данного ЦП. В качестве альтернативы установке секционного выключателя рассмотрена возможность компенсации ущерба от недоотпуска электрической энергии, рассчитанного на основе статистических показателей надежности (далее – ПН) сетевого оборудования.

Оценка ПН и потенциальных экономических ущербов проведена с учетом объемов ОН потребителей при нормативных возмущениях в нормальной схеме в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснования».

В таблицах № 61 и 62 представлены ПН сетевых элементов, объемы ОН, результаты расчета недоотпуска ЭЭ на ПС 110 кВ в рассмотренных схемно-режимных ситуациях в период зимних максимальных нагрузок при температуре воздуха минус 36 °С (неблагоприятный прогноз, не более 120 часов в год) и летних минимальных нагрузок при температуре воздуха плюс 19 °С (благоприятный прогноз, не более 720 часов в год) соответственно.

В таблицах № 61, 62 приняты следующие обозначения:

– ω, 1/год – параметр потока отказов (аварийных отключений) отключенного элемента;

– Тв, ч – время восстановления отключенного элемента после аварийного отключения;

– ΔWAO, кВт·ч – объем недоотпуска ЭЭ, вызванный аварийным отключением.

При формировании списка аварийных отключений в зимний период (таблица № 61) учитывалась необходимость непревышения суммарного времени восстановления всех отключаемых элементов Э 120 часов:

– ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90);
– ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90);
– 1Т ПС 110 кВ Стрела;
– 1СШ 110 кВ ПС 110 кВ Стрела.

При формировании списка аварийных отключений в летний период (таблица № 62) учитывалась необходимость непревышения суммарного времени восстановления всех отключаемых элементов 720 часов:

– ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево (С-90);
– ВЛ 110 кВ Карбышево – Власть Труда (С-90);
– ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90);
– ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90);
– ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90);
– 1Т ПС 110 кВ Стрела;
– 1Т, 2 Т ПС 110 кВ Копейкино;
– 1Т ПС 110 кВ Гауф;
– 1Т, 2Т ПС 110 кВ Карбышево;
– 1Т ПС 110 кВ Кировская;
– 2СШ 110 кВ ПС 110 кВ Копейкино;
– 1СШ 110 кВ ПС 110 кВ Кировская.

Таблица № 61

Расчет ущерба от недоотпуска ЭЭ на ПС 110 кВ Карбышево в период зимних максимальных нагрузок

№ п/п	Отключаемый элемент	Объект, на котором вводится ОН	Объем ОН, ΔР, кВт	Тип ОЭ	l, км	Uном, кВ	ω, 1/год	Тв, ч	ΔWAO, кВт·ч
1	ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	18900	ВЛ	34,3	110	0,2778	9,4	49359
2	ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	18900	ВЛ	9,2	110	0,0745	9,4	13239
3	1Т ПС 110 кВ Стрела	ПС 110 кВ Карбышево	18900	Т	-	110	0,0150	95,0	26933
4	1СШ 110 кВ ПС 110 кВ Стрела	ПС 110 кВ Карбышево	18900	СШ	-	110	0,0480	5,3	4768

Таблица № 62

Расчет ущерба от недоотпуска ЭЭ на ПС 110 кВ Карбышево в период летних минимальных нагрузок

№ п/п	Отключаемый элемент	Объект, на котором вводится ОН	Объем ОН, ΔР, кВт	Тип ОЭ	l, км	Uном, кВ	ω, 1/год	Тв, ч	ΔWAO, кВт·ч
1	ВЛ 110 кВ Кировская – Карбышево (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	5775	ВЛ	5	110	0,0405	9,4	2199
2	ВЛ 110 кВ Карбышево – Власть Труда (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	5775	ВЛ	6,7	110	0,0543	9,4	2946
3	ВЛ 110 кВ Власть Труда – Гауф (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	5775	ВЛ	14,5	110	0,1177	9,4	6389
4	ВЛ 110 кВ Копейкино – Гауф (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	5775	ВЛ	34,3	110	0,2778	9,4	15082
5	ВЛ 110 кВ Стрела – Копейкино (С-90)	ПС 110 кВ Карбышево	5775	ВЛ	9,2	110	0,0745	9,4	4045
6	1Т ПС 110 кВ Стрела	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
7	1Т ПС 110 кВ Копейкино	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
8	2Т ПС 110 кВ Копейкино	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
9	1Т ПС 110 кВ Гауф	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
10	1Т ПС 110 кВ Карбышево	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
11	2Т ПС 110 кВ Карбышево	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
12	1Т ПС 110 кВ Кировская	ПС 110 кВ Карбышево	5775	Т	-	110	0,0150	95,0	8229
13	2СШ 110 кВ ПС 110 кВ Копейкино	ПС 110 кВ Карбышево	5775	СШ	-	110	0,0320	5,3	971
14	1СШ 110 кВ ПС 110 кВ Кировская	ПС 110 кВ Карбышево	5775	СШ	-	110	0,0640	5,3	1943

Технико-экономическое обоснование (далее – ТЭО) выполнено с использованием затратного подхода на основании сравнения суммарных дисконтированных затрат по двум вариантам – Базовому варианту, предусматривающему сохранение существующей сети («статус-кво»), и альтернативному (обосновываемому) варианту, предусматривающему реконструкцию ПС 110 кВ Карбышево с установкой ячейки секционного выключателя 110 кВ.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

ТЭО выполнено в соответствии с:

– «Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем», утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281;

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Москва, Экономика, 2000 год), утвержденными Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21 июня 1999 года № ВК 477.

ТЭО выполнено за период 15 лет, включающий в себя годы строительства/реконструкции и нормальной эксплуатации объектов.

Шаг расчета – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен I квартала 2022 года. Инфляция в расчете не учитывалась.

Затраты по Базовому варианту включают в себя затраты на возмещение недоотпуска ЭЭ в ЭС.

Суммарный объем недоотпуска электрической энергии определен в размере 185 479 кВт*ч/год. Удельная величина ущерба от недоотпуска электрической энергии принята в размере 99 руб./кВт*ч в ценах IV квартала 2018 года, по данным СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснования», что соответствует 114,59 руб./кВт*ч в ценах I квартала 2022 года.

Затраты по альтернативному (обосновываемому) варианту включают в себя капитальные затраты на установку ячейки секционного выключателя 110 кВ на ПС Карбышево и расходы по ее эксплуатации и обслуживанию.

Стоимость установки ячейки секционного выключателя 110 кВ на ПС Карбышево определена на основании УНЦ и составляет 37,03 млн руб. без НДС в ценах I квартала 2022 года.

Срок реализации этого мероприятия определен укрупненно на основании Стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» от 1 июня 2012 года и составляет 2 года.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от стоимости сооружаемого объекта. Для электрооборудования и распределительных устройств напряжением 110 кВ норматив отчислений составляет 5,9 процента.

При определении суммарных дисконтированных затрат, в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по годовой ставке – 6,5 процента.

Расчет показателей эффективности проекта приведен в таблице № 64.

Результаты расчета показателей эффективности проекта реконструкции ПС 110 кВ Карбышево приведены в таблице № 63.

Таблица № 63

Результаты расчета показателей эффективности проекта реконструкции ПС 110 кВ Карбышево за период с 2022 по 2036 год

Показатели	Значения
Дисконтированные затраты по обосновываемому варианту, млн руб.	53,54
Дисконтированный суммарный эффект (затраты по Базовому варианту), млн руб.	171,62
Дисконтированный результирующий эффект (ЧДД)	118,08
Срок окупаемости (от начала реконструкции), лет	2,94
Дисконтированный срок окупаемости (от начала реконструкции), лет	3,22

Как видно из таблицы № 63, проект по реконструкции ПС 110 кВ ПС Карбышево является эффективным, требует меньших суммарных дисконтированных затрат по сравнению с вариантом сохранения существующей сети («статус-кво»).

Следует отметить, что модернизация существующей сети в большей степени отвечает долгосрочной стратегии развития региона, чем компенсация ущербов от недоотпуска ЭЭ. С учетом сказанного рекомендуется установка секционного выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ Карбышево.

Таблица № 64

Расчет показателей эффективности проекта реконструкции ПС 110 кВ Карбышево (в ценах I квартала 2022 года, без НДС)

Наименование	Годы строительства и эксплуатации															
	Всего за расчетный период	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всего капитальных затрат, млн руб.	37,03	18,52	18,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе:																
Электрооборудование и РУ 110 кВ	37,00	18,52	18,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), в процентах:																
Электрооборудование и РУ 110 кВ	–	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
Годовые расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	20,48	0,00	0,00	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
в том числе:																
Электрооборудование и РУ 110 кВ	20,48	0,00	0,00	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Годовой объем недоотпуска электрической энергии по Базовому варианту, кВт*ч	2 411 227,00	0,00	0,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00	185 479,00
Удельный ущерб от недоотпуска, руб/кВт*ч	–	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59	114,59
Годовые затраты на возмещение ущерба от недоотпуска по Базовому варианту, млн руб.	276,00	0,00	0,00	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25

Затраты по обосновывающему варианту, млн руб.	65,40	18,52	18,52	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Суммарный эффект, млн руб.	276,00	0,00	0,00	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25	21,25
Результирующий эффект, млн руб.	210,67	-18,52	-18,52	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	19,07	18,87	19,07
Ставка дисконтирования, в процентах	6,50															
Коэффициент дисконтирования		1	0,94	0,88	0,83	0,78	0,73	0,69	0,64	0,60	0,57	0,53	0,50	0,47	0,44	0,41
Дисконтированные затраты по обосновывающему варианту, млн руб.	59,54	18,52	17,36	1,93	1,81	1,70	1,59	1,50	1,41	1,32	1,24	1,16	1,09	1,09	0,95	0,90
Дисконтированный суммарный эффект, млн руб.	171,62	0,00	0,00	16,74	17,60	16,52	15,51	14,57	13,68	12,84	12,06	11,32	10,65	9,96	9,57	8,68
Дисконтированный результирующий эффект, млн руб.	114,08	-18,52	-17,36	14,81	15,79	14,82	13,92	13,07	12,27	11,52	10,82	10,16	9,54	8,86	8,41	7,78
Расчет показателей эффективности																
Срок окупаемости (с учетом строительства), лет	2,94															
Дисконтированный срок окупаемости (с учетом строительства), лет	3,22															
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн руб.	114,08															

6.9. Перечень мероприятий для развития сетей Омской области и укрупненные капитальные затраты на их реализацию

Для рассматриваемых мероприятий определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2022 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз), в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 года № 380 (таблица № 65).

Таблица № 65

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы				
			2018	2019	2020	2021	I квартал 2022
Индекс – дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30 сентября 2019 года	105,3	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26 сентября 2020 года	–	106,8	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30 сентября 2021 года	–	–	105,8	105,4	101,3

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2022 года без НДС) на реализацию мероприятий по базовому варианту развития сетей Омской области в период до 2026 года представлены в таблице № 66.

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах I квартала 2022 года без НДС) на реализацию мероприятий по дополнительному варианту развития с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития в период до 2026 года сетей Омской области представлены в таблице № 67.

Таблица № 66

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию сетей Омской области по базовому варианту развития в период до 2026 года

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры			Год ввода рекомендуемый*	Итоговая стоимость в ценах I квартала 2022 года, млн руб. (без НДС)	Итоговая стоимость в ценах I квартала 2022 года, млн руб. (с НДС)**	Организация, ответственная за реализацию объекта	Основание для выполнения мероприятия
		Количество/ цепность/ км	МВА	Мвар					
В рамках ликвидации районов с выходом параметров за область допустимых значений									
1	ПС 110 кВ Карбышево. Реконструкция с установкой СВ 110 кВ				2027	37,03	44,43	филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Обеспечивает требований надежного электроснабжения потребителей
В рамках замены оборудования без увеличения пропускной способности									
2	Сооружение ПС 110 кВ Семиреченская (2х25 МВА) с переводом всей нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с последующим демонтажом ПС 110 кВ Кировская по техническому состоянию)		2х25		2027	н/д	621,56	филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27.02.2020, Акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора Т1 ПС 110 кВ Кировская от 11.02.2020
Развитие сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (вариант № 2 в соответствии с ТЭО)									
3	Сооружение отпайки 35 кВ до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка-Еременевка (120Ц)	tx tx24			2023	220,44	264,49	филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»	Исключение превышения допустимого времени ограничения электроснабжения потребителей 2 и 3 категории надежности***
4	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ				2023	16,91	20,29		
5	ПС 110 кВ Полтавская. Установка СТК мощностью 22 Мвар на шинах 35 кВ			22	2023	95,85	115,02		
6	ПС 110 кВ Полтавская. Расширение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Полтавская на 1 линейную ячейку для подключения СТК				2023	16,91	20,29		
7	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с заменой ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117Ц) на ТТ пропускной способностью не менее 400 А				2023	1,20	1,55		
8	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еременевка (120Ц) на ТТ и ВЧЗ пропускной способностью не менее 400 А				2023	1,67	2,01		
9	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства				2023	3,26	3,91		
10	ПС 110 кВ Екатеринославская. Реконструкция с заменой трансформатора 1Т на новый с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 МВА до 1х25 МВА		1х25		2023	70,8	84,96		
11	Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская				2023	0,23	0,28		
12	Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская				2023	10,83	13		
13	Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская				2023	0,09	0,11		
14	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н):				2023	73,43	88,12		

Примечания:

* – год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах.

** – для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» (утверждена приказом Минэнерго России от 23 декабря 2021 года № 32@), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

*** – целесообразность реализации мероприятий требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Таблица № 67

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий по развитию сетей Омской области по дополнительному варианту развития в период до 2026 года с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры			Год ввода рекомендуемый*	Итоговая стоимость в ценах I квартала 2022 года, млн руб. (без НДС)	Итоговая стоимость в ценах I квартала 2022 года, млн руб. (с НДС)**	Организация, ответственная за реализацию объекта	Основание для выполнения мероприятия
		Количество/ цепность / км	МВА	Мвар					
В рамках ликвидации районов с выходом параметров за область допустимых значений									
1	Сооружение РУ 110 кВ ТЭС Титан с установкой блочного трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА и трансформатора 110/6/6 кВ 63 МВА		1х40 1х63		2023	422,55	506,90	АО «ГК «Титан»	Осуществление технологического присоединения генерирующего устройства АО «ГК «Титан» к электрическим сетям АО «Омский Каучук»
2	Строительство отпаечной КЛ 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2) до вновь сооружаемого РУ 110 кВ ТЭС Титан с образованием КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – ТЭС Титан I цепь	Определяется проектом			2023	н/д	н/д	АО «ГК «Титан»	
3	Установка ТН ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2) на Омской ТЭЦ-3				2023	4,08	4,90	АО «ГК «Титан»	
4	Расширение РУ 110 кВ ТЭС Титан до схемы № 110-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой блочного трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА		1 63		2024	117,22	140,64	АО «ГК «Титан»	
5	Строительство отпаечной КЛ 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1) до вновь сооружаемого РУ 110 кВ ТЭС Титан с образованием КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – ТЭС Титан I цепь	Определяется проектом			2024	н/д	н/д	АО «ГК «Титан»	
6	Установка ТН ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1) на Омской ТЭЦ-3				2024	4,08	4,90	АО «ГК «Титан»	
7	Замена выключателей 110 кВ «В» и «1 В-II» на ПС 110 кВ СК-1				2024	4,78	5,74	АО «Омский Каучук»	

Примечания:

* – год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах.

** – для объектов, стоимость которых принята на основании инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» (утверждена приказом Минэнерго России от 23 декабря 2021 года № 32@), указана оценка полной стоимости инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет (млн рублей с НДС).

6.10. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше ЭС Омской области на перспективу до 2026 года

В Программе произведен анализ балансов реактивной мощности для электрических сетей ЭС Омской области, а также определена необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

Источниками реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше ЭС Омской области являются батареи статических конденсаторов ($Q_{БСК}$), зарядная мощность ЛЭП, а также генераторы электрических станций ($Q_г$).

Потребление реактивной мощности складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{нагр}$), потребления УШР ($Q_{УШР}$) а также из потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{нагр}$) – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{ЛЭП}$), трансформаторах ($\Delta Q_{тр}$).

В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ($Q_{внеш}$).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид (формула (1)):

$$Q_{генер.} = Q_{потр.} + Q_{внеш.} = Q_{потр.} + Q_{внеш.}, \text{ где} \quad (1)$$

$$Q_{генер.} = Q_г + Q_{БСК}$$

$$Q_{потр.} = Q_{нагр} + Q_{УШР} + \Delta Q_{нагр} = Q_{нагр} + Q_{УШР} + +\Delta Q_{ЛЭП} + \Delta Q_{тр},$$

Результаты расчета баланса реактивной мощности для периода зимних максимальных, зимних минимальных (температура окружающей среды –36 °С), а также летних максимальных (температура окружающей среды 30 °С) и летних минимальных (температура окружающей среды 19 °С) нагрузок 2022 – 2026 годов для ЭС Омской области, представлены в таблице № 68 для сценария с перетоками активной мощности «в Сибирь» и в таблице № 69 для сценария с перетоками активной мощности «на Урал».

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах 2022 – 2026 годов в нормальной схеме электрической сети ЭС Омской области является сбалансированной по реактивной мощности. При этом в зависимости от рассматриваемых режимных условий (зимний или летний минимум, или максимум нагрузок) наблюдается изменение характера баланса реактивной мощности, с дефицитного в зимних режимах на избыточный в летних режимах. При этом расчет электроэнергетических режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем не выявил превышения допустимого уровня напряжения на шинах подстанций 110 кВ и выше ЭС Омской области.

Таблица № 68

Баланс реактивной мощности ЭС Омской области на период 2022 – 2026 годов, «переток в Сибирь»

Показатель	2022 г.				2023 г.				2024 г.				2025 г.				2026 г.			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	620	571	532	413	624	575	536	417	626	577	538	418	626	577	538	418	627	578	539	420
Нагрузочные потери	1033	495	644	439	1051	500	651	443	1061	504	655	444	1061	504	655	444	1068	506	658	446
в т.ч. потери в ЛЭП	777	355	523	369	790	359	528	371	797	361	530	373	797	361	530	373	802	363	532	374
потери в АТ	255	140	122	71	261	141	124	71	263	142	125	72	263	142	125	72	266	143	125	72
Потребление ШР	443	511	331	346	441	510	331	346	440	510	330	346	440	510	330	346	439	510	330	346
Потери в шунтах	21	23	22	23	21	23	22	23	21	23	22	23	21	23	22	23	21	23	22	23
Суммарное потребление реактивной мощности	2116	1599	1529	1222	2136	1608	1540	1229	2147	1613	1545	1232	2147	1613	1545	1232	2155	1616	1549	1235
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	585	147	145	-60	600	155	152	-52	608	158	155	-48	608	158	155	-48	614	161	158	-45
Зарядная мощность ЛЭП	1818	2073	1989	2067	1811	2071	1986	2066	1807	2070	1984	2066	1807	2070	1984	2066	1804	2069	1983	2065
Суммарная генерация реактивной мощности	2403	2220	2134	2007	2411	2226	2138	2014	2415	2228	2139	2018	2415	2228	2139	2018	2418	2230	2141	2020
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	287	621	604	785	275	617	598	785	268	614	594	786	268	614	594	786	263	613	592	785

Таблица № 69

Баланс реактивной мощности ЭС Омской области на период 2022 – 2026 годов, «переток на Урал»

Показатель	2022 г.				2023 г.				2024 г.				2025 г.				2026 г.			
	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин	Зима макс	Зима мин	Лето макс	Лето мин
Реактивная мощность нагрузки	630	529	549	417	634	533	553	421	636	535	555	423	636	535	555	423	638	536	557	424
Нагрузочные потери	793	1008	348	359	800	1009	351	359	804	1009	352	359	804	1009	352	359	806	1008	354	360
в т.ч. потери в ЛЭП	600	897	259	313	604	897	260	312	605	896	261	312	605	896	261	312	605	894	261	312
потери в АТ	193	110	89	47	197	112	91	47	199	113	92	48	199	113	92	48	200	114	92	48
Потребление ШР	462	431	341	347	461	431	340	347	461	431	340	347	461	431	340	347	461	431	340	347
Потери в шунтах	21	21	22	23	21	21	22	23	21	21	22	23	21	21	22	23	21	21	22	23
Суммарное потребление реактивной мощности	1906	1988	1260	1146	1917	1994	1267	1150	1922	1995	1270	1152	1922	1995	1270	1152	1926	1995	1273	1154
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	545	511	108	-109	555	516	115	-105	560	518	119	-104	560	518	119	-104	563	519	122	-101
Зарядная мощность ЛЭП	1693	1786	2043	2075	1891	1786	2042	2075	1890	1787	2042	2075	1890	1787	2042	2075	1889	1787	2042	2074
Суммарная генерация реактивной мощности	2438	2297	2151	1966	2446	2302	2157	1970	2450	2305	2161	1971	2450	2305	2161	1971	2452	2306	2164	1973
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	532	309	891	820	529	309	891	819	528	310	891	818	528	310	891	818	527	311	891	820

6.11. Предложения в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ

На основании анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме и ремонтных схемах и на основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше ЭС Омской области определен перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети в период 2022 – 2026 годов для базового и дополнительного вариантов развития.

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для базового варианта развития представлены в таблице № 70.

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для дополнительного варианта развития с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития представлены в таблице № 71.

Таблица № 70

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для базового варианта развития

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (рекомендуемый)*	Параметры	Примечание
В рамках ликвидации районов с выходом параметров за область допустимых значений				
1	ПС 110 кВ Карбышево. Реконструкция с установкой СВ 110 кВ	2027	-	Обеспечение требований надежного электроснабжения потребителей
В рамках замены оборудования по актам технического состояния				
2	Сооружение ПС 110 кВ Семиреченская (2х25 МВА) с переводом всей нагрузки с ПС 110 кВ Кировская (с последующим демонтажом ПС 110 кВ Кировская по техническому состоянию)	2027	2х25 МВА	Акт комплексного обследования и оценки состояния оборудования ПС 110 Кировская от 27.02.2020, Акт обследования и оценки технического состояния силового трансформатора Т1 ПС 110 кВ Кировская от 11.02.2020.
Развитие сетей для энергорайона ПС 110 кВ Полтавская (вариант № 2 в соответствии с ТЭО)				
3	Сооружение отпайки 35 кВ от существующей ВЛ 35 кВ Полтавка-Еремеевка (120Ц) до ПС 35 кВ Таловская протяженностью 24 км	2023	1х24 км, АС-70	Исключение превышения допустимого времени ограничения электроснабжения потребителей 2 и 3 категории надежности*)*)
4	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку для подключения новой отпайки 35 кВ			
5	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку и с установкой СТК объемом 22 Мвар на шинах 35 кВ		1х22 Мвар	
6	ПС 35 кВ Таловская. Реконструкция с заменой ТТ (100 А) ВЛ 35 кВ Екатеринославская – Таловская (117Ц) на ТТ пропускной способностью не менее 400 А			
7	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой ТТ и ВЧЗ (100 А) ВЛ 35 кВ Полтавка – Еремеевка (120Ц) на ТТ и ВЧЗ пропускной способностью не менее 400 А	2023		Исключение превышения допустимого времени ограничения электроснабжения потребителей 2 и 3 категории надежности**
8	ПС 110 кВ Полтавская. Реконструкция с заменой устройств дифференциальных реле силовых трансформаторов ПС 110 кВ Полтавская на микропроцессорные устройства			
9	ПС 110 кВ Екатеринославская. Реконструкция с заменой трансформатора 1Т на новый с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 МВА до 1х25 МВА		1х25	
10	Монтаж нового ШОТ на ПС 35 кВ Таловская			
11	Установка ОПУ на ПС 35 кВ Таловская			
12	Реконструкция ШОТ на ПС 110 кВ Полтавская			
13	Приведение схемы ПС 110 кВ Екатеринославская к типовой (схема № 4Н):			

Примечания:

* – год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах.

** – целесообразность реализации мероприятий требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго».

Таблица № 71

Объемы строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для дополнительного варианта развития с учетом выполнения всех мероприятий по базовому варианту развития

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода (рекомендуемый)	Параметры	Примечание
1	Сооружение РУ 110 кВ ТЭС Титан с установкой блочного трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА и трансформатора 110/6/6 кВ 63 МВА	2023	1х40 1х63	Осуществление технологического присоединения генерирующего устройства АО «ГК «Титан» к электрическим сетям АО «Омский Каучук»
2	Строительство отпаечной КЛ 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2) до вновь сооружаемого РУ 110 кВ ТЭС Титан с образованием КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – ТЭС Титан I цепь	2023	Определяется проектом	
3	Установка ТН ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-2 (С-2) на Омской ТЭЦ-3	2023	1х63	
4	Расширение РУ 110 кВ ТЭС Титан до схемы № 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с установкой блочного трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	2024		
5	Строительство отпаечной КЛ 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1) до вновь сооружаемого РУ 110 кВ ТЭС Титан с образованием КВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – ТЭС Титан I цепь	2024	Определяет-ся проектом	
6	Установка ТН ВЛ 110 кВ Омская ТЭЦ-3 – СК-1 (С-1) на Омской ТЭЦ-3	2024		
7	Замена выключателей 110 кВ «В» и «1 В-II» на ПС 110 кВ СК-1	2024		

6.12. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции Схемы и программы развития ЕЭС России

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, включенных в проект СиПР ЕЭС России 2022 – 2028 в рамках рассмотрения прогноза потребления мощности ЭС Омской области, в период 2022 – 2026 годов отсутствуют.

6.13. Сводные данные по развитию электрической сети ЭС Омской области на период 2022 – 2026 годов

В таблицах № 72 и 73 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового и дополнительного варианта развития электроэнергетики Омской области в период 2022 – 2026 годов.

Таблица № 72

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для базового варианта

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Новое строительство					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	0	0	0	0
Реконструкция					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	25	0	0	0

Таблица № 73

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110(35) кВ и выше для дополнительного варианта

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Новое строительство					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	103	0	0	0
Реконструкция					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	25	63	0	0

На основании анализа исходных данных, в таблице № 74 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ в период 2022 – 2026 годов.

Таблица № 74

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110(35) кВ

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Новое строительство					
ЛЭП 35 кВ, км	0	24	0	0	0
ЛЭП 0,4 кВ-10 кВ, км	14,7	25,7	31,4	34,2	43,4
ПС 35 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ТП 6(10)/0,4 кВ, МВА	1,3	0	0	12	0
Реконструкция					
ЛЭП 35 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 0,4 кВ-10 кВ, км	133,8	92,7	101,5	94,1	73,2
ПС 35 кВ, МВА	0	12,6	0	0	0
ТП 6(10)/0,4 кВ, МВА	3,8	4,3	6,7	3,5	4,3

6.14. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории Омской области

В соответствии с 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», приказом Минэнерго России от 29 ноября 2016 года № 1256 утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций (далее – Методические указания).

Согласно Методическим указаниям для сетевых организаций показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых сетевыми организациями услуг по передаче электрической энергии потребителям услуг по передаче электрической энергии, в том числе потребителям электрической энергии, обслуживаемым сбытовыми организациями и гарантирующими поставщиками, в интересах которых заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, непосредственно или опосредованно присоединенным к объектам электросетевого хозяйства данной сетевой организации, за исключением коммунальных потребителей, проживающих в многоквартирных жилых домах, а также осуществляемого технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства соответствующей сетевой организации энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций и иных лиц.

Согласно Методическим указаниям показателями надежности и качества услуг являются:

– показатель уровня надежности оказываемых услуг, который определяется продолжительностью и частотой прекращений передачи электрической энергии;

– показатель уровня качества оказываемых услуг, который определяется показателем уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Приказом Региональной энергетической комиссии Омской области от 28 декабря 2021 года № 679/97 утверждены долгосрочные параметры регулирования для территориальных сетевых организаций.

Также приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 1256 для филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» действует долгосрочный период регулирования 2018 – 2022 гг. В данный долгосрочный период регулирования 2018 – 2022 гг. для целей использования при государственном регулировании тарифов на услуги по передачи электрической энергии уровень надежности оказываемых услуг определяется показателем средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIDI) и показателем средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (SAIFI).

Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Πsaidi) определяется по формуле:

$$\Pi_{saidi} = \frac{\sum_{i=1}^{I} T_i \cdot N_i}{N_t}, \quad (2)$$

где:

T_i – продолжительность i-го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час;

N_i – количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло i-ое прекращение передачи электрической энергии, в рамках технологического нарушения, шт.;

N_t – максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t-й расчетный период регулирования, шт.;

I – количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации t-м расчетном периоде регулирования, шт.

Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Πsaifi) определяется по формуле:

$$\Pi_{saifi} = \frac{\sum_{i=1}^{I} N_i}{N_t} \quad (3)$$

В таблице № 75 приведены утвержденные значения показателей надежности оказываемых услуг по передаче электрической энергии основных крупных сетевых организаций на территории Омской области на период 2022 – 2026 годов.

Таблица № 75

Плановые значения показателей надежности оказываемых услуг по передаче ЭЭ основных крупных сетевых организаций на территории Омской области

№ п/п	Наименование целевого показателя	Единицы измерения	Значения целевых показателей (годы)				
			2022	2023	2024	2025	2026
	филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго»						
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaidi)	час.	0,5831	–	–	–	–
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaifi)	шт.	0,4153	—	–	–	–
3	Уровень качества оказываемых услуг		1	1	1	1	1
	АО «Омскэлектро»						
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaidi)	час.	0,0131	0,0129	0,0127	–	–
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaifi)	шт.	0,1153	0,1136	0,1119	–	–
3	Уровень качества оказываемых услуг		1	1	1	1	1
	АО «ЭТК»						
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaidi)	час.	0,1191	0,1173	0,1155	–	–
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaifi)	шт.	0,8563	0,8435	0,8308	–	–
3	Уровень качества оказываемых услуг		1	1	1	1	1
	Филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго»						
1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaidi)	час.	1,8004	1,7854	1,7704	–	–
2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Πsaifi)	шт.	0,2999	0,2849	0,2699	–	–
3	Уровень качества оказываемых услуг		1	1	1	1	1

На величину показателей надежности поставляемых товаров и оказываемых услуг сетевыми компаниями на территории Омской области оказывают влияние следующие факторы:

– схемная надежность Омской области (радиальный тип схем, наличие тупиковых схем и низкая степень резервирования электроснабжения потребителей);

– проектно заложенная категорийность потребителей (в основном третья категория надежности электроснабжения);

– высокая протяженность воздушных линий, в том числе проходящих по лесным массивам, выполненных неизолированным проводом (отключения по причине перекрытия проводов ВЛ сторонней техникой, работающей без разрешения, падения деревьев из лесных массивов);

– большое количество абонентских сетей, недостаточная эксплуатация которых со стороны абонента оказывает негативное влияние на ресурс электросетевого оборудования филиалов, что косвенно приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей.

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Омской области, разработанные в Схеме и программе развития электроэнергетики Омской области на период 2022 – 2026 годов, могут оказывать воздействие на снижение аварийности из-за износа оборудования и улучшения схемной надежности.

Уменьшение количества технологических нарушений электроснабжения потребителей по причине износа и перегрузки оборудования окажет положительное влияние на динамику показателей надежности и качества электроснабжения.

7. Перспективные топливные балансы Омской области

Потребность в топливе существующих и вновь сооружаемых тепловых электростанций Омской области на перспективу до 2026 года определялась на основе балансов электроэнергии (раздел 6.6), рассчитанных для двух уровней электропотребления. Также учитывался прогноз отпуска тепла от ТЭС и котельных в системах централизованного теплоснабжения городских поселений Омской области (таблица № 76).

Таблица № 76

Прогноз отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Омской области на 2022 – 2026 годы, тыс. Гкал

	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
АО «ТГК-11»	8846	8846	8846	8846	8846
ТЭС и котельные промышленных предприятий	2092	2095	2095	2096	2098
АО «ОмскРТС»	1976	1978	1980	1983	1985
МП г. Омска «Тепловая компания»	803	803	803	803	803
Котельные ведомственных теплоснабжающих организаций, ведомственные производственные котельные	5388	5390	5390	5390	5390
ВСЕГО по Омской области	19105	19112	19114	19118	19122

Данные по котельным ведомственных теплоснабжающих организаций (далее ТСО) и производственным котельным были приняты согласно утвержденным схемам теплоснабжения городских поселений Омской области.

При расчете годовой загрузки тепловых электростанций Омской области учтены режимы работы действующих ТЭС, технико-экономические характеристики оборудования, виды используемого на ТЭС топлива. Распределение выработки по ТЭС региона проводилось с условием обеспечения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и с учетом особенностей работы действующих тепловых электростанций в отчетный период.

Ниже приведены совокупные результаты расчетов, полученные для каждого из рассматриваемых сценариев развития генерирующих мощностей и уровней потребления электроэнергии. Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний Омской области в топливе на 2022 – 2026 годы для базового варианта представлен в таблице № 77 и на рисунке 24, для регионального варианта – в таблице № 78 и на рисунке 25.

Структура используемого топлива для базового варианта в рассматриваемом периоде меняется незначительно: доля газа снижается с 52,5 процента в 2022 году до 49,5 процента в 2026 году, доля угля соответственно возрастает с 41,7 процента до 42,5 процента. На долю нефтетоплива и прочего топлива приходится от 5,3 процента до 5,8 процента.

Таблица № 77

Потребность ТЭС и котельных Омской области в органическом топливе для базового уровня электропотребления, тыс. т.у.т.

Данные	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе:	3441,3	3920,5	3989,8	4001,1	3992,3
газ	1184,3	1302,0	1316,8	1321,4	1323,1
уголь	2059,9	2419,1	2473,3	2479,6	2468,9
нефтетопливо	11,7	13,7	14,0	14,1	14,0
прочее топливо	185,4	185,8	185,8	186,0	186,2
Расход топлива котельными, в том числе:	1542,8	1511,5	1512,0	1512,2	1512,5
газ	1430,6	1399,3	1400,6	1400,7	1401,0
уголь	18,0	18,0	17,4	17,4	17,4
нефтетопливо	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5
прочее топливо	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Всего	4984,1	5432,1	5501,8	5513,4	5504,8

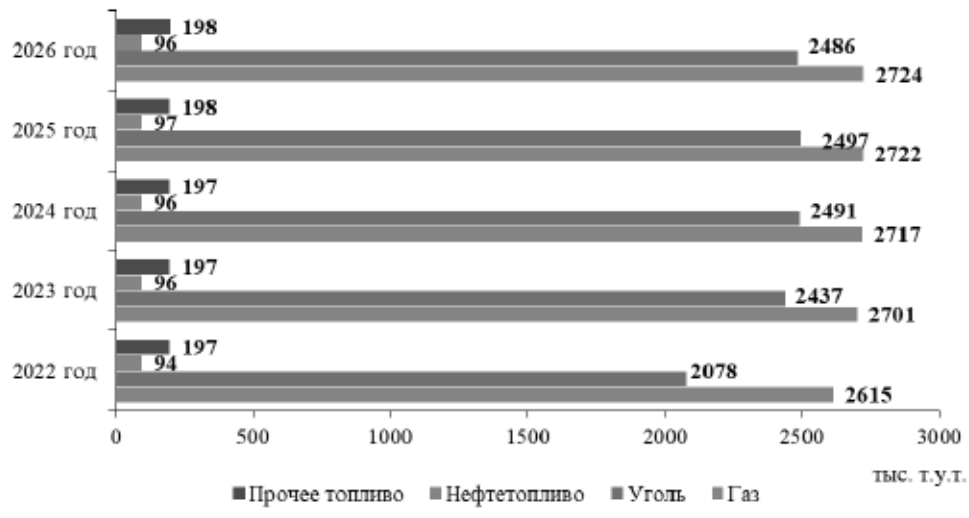


Рисунок 24 – Прогноз потребности в топливе ТЭС и котельных Омской области для базового уровня электропотребления, тыс. т.у.т.

Структура используемого топлива для регионального варианта в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится порядка 53 процентов, на долю угля – 42 процента, на долю нефтетоплива и прочего топлива – 5 процентов.

Таблица № 78

Потребность ТЭС и котельных Омской области в органическом топливе для регионального уровня электропотребления, тыс. т.у.т.

Данные	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Расход топлива на ТЭС, в том числе:	3441,3	4090,5	4373,3	4400,1	4402,5
газ	1184,3	1472,0	1700,2	1720,8	1722,7
уголь	13,0	15,3	15,6	15,7	15,7
нефтетопливо	2058,6	2417,5	2471,7	2477,6	2477,9
прочее топливо	185,4	185,8	185,8	186,0	186,2
Расход топлива котельными, в том числе:	1542,8	1511,5	1512,0	1512,2	1512,5
газ	1430,6	1399,3	1400,6	1400,7	1401,0
уголь	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5
нефтетопливо	18,0	18,0	17,4	17,4	17,4
прочее топливо	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Всего	4984,1	5602,1	5885,3	5912,4	5915,1

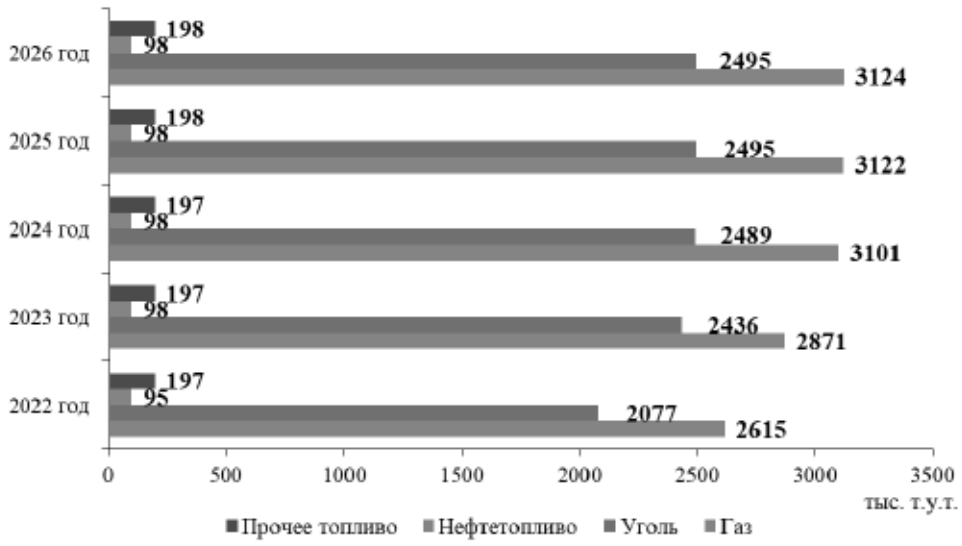


Рисунок 25 – Прогноз потребности в топливе ТЭС и котельных Омской области для регионального уровня электропотребления, тыс. т.у.т.

Большая доля природного газа в топливном балансе Омской области в региональном варианте (по сравнению с базовым) связана с вводом нового оборудования ТЭС Титан, работа которого предполагается на газовом топливе.

Основная доля угольного топлива приходится на Экибастузский уголь, сжигаемый на Омской ТЭЦ-4 и Омской ТЭЦ-5. Котельные Омской области используют, в основном, уголь Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов.

«Прочее топливо» включает в себя отходящие газы от производства техуглерода, утилизируемые ООО «Омсктехуглерод», а также дрова, опилки и древесную щепу, которые используются для выработки тепловой энергии на котельных.

Более подробная информация о расходе топлива на ТЭС и котельных генерирующих компаний Омской области для базового уровня электропотребления приведена в таблице № 79.

Таблица № 79

Потребность ТЭС и котельных генерирующих компаний Омской области в топливе на период 2022 – 2026 годов (базовый вариант), тыс. т.у.т.

Наименование	Вид топлива	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Омская ТЭЦ-3	Расход топлива всего, в том числе:	898,0	1012,1	1026,3	1030,9	1032,7
	газ	896,7	1010,6	1024,9	1029,4	1031,2
	нефтетопливо	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5
	уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Омская ТЭЦ-4	Расход топлива всего, в том числе:	769,6	892,0	909,9	912,5	908,0
	газ	22,3	25,9	26,4	26,5	26,3
	нефтетопливо	3,8	4,5	4,5	4,6	4,5
	уголь	743,5	861,7	878,9	881,4	877,1
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Омская ТЭЦ-5	Расход топлива всего, в том числе:	1323,0	1565,2	1602,4	1606,2	1599,8
	газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	нефтетопливо	6,6	7,8	8,0	8,0	8,0
	уголь	1316,4	1557,4	1594,4	1598,2	1591,8
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО «ТГК-11»	Расход топлива всего, в том числе:	2990,6	3469,3	3538,6	3549,6	3540,5
	газ	919,0	1036,5	1051,3	1055,9	1057,5
	нефтетопливо	11,7	13,7	14,0	14,1	14,0
	уголь	2059,9	2419,1	2473,3	2479,6	2468,9
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО «ОмскРТС»	Расход топлива всего, в том числе:	291,7	292,1	292,3	292,6	292,9
	газ	290,5	290,8	291,2	291,4	291,7
	нефтетопливо	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	уголь	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС промышленных предприятий	Расход топлива всего, в том числе:	450,7	451,2	451,2	451,5	451,8
	газ	265,3	265,5	265,5	265,5	265,6
	нефтетопливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	прочее топливо	185,4	185,8	185,8	186,0	186,2
МП г. Омска «Тепловая компания»	Расход топлива всего, в том числе:	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7
	газ	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3
	нефтетопливо	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	уголь	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельные ведомственных ТСО, производственные котельные	Расход топлива всего, в том числе:	1093,3	1061,7	1062,0	1061,9	1061,9
	газ	983,8	952,2	953,0	953,0	953,0
	нефтетопливо	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9
	уголь	16,1	16,1	15,5	15,5	15,5
	прочее топливо	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Омская область ВСЕГО	Расход топлива всего, в том числе:	4984,1	5432,1	5501,8	5513,4	5504,8
	газ	2615,0	2701,3	2717,3	2722,1	2724,1
	нефтетопливо	94,2	96,2	96,5	96,6	96,5
	уголь	2077,9	2437,1	2490,7	2497,0	2486,3
	прочее топливо	196,9	197,3	197,3	197,5	197,7

Сравнительная диаграмма прогнозируемого расхода топлива по ТЭС и котельным на 2022 и 2026 годы для базового варианта электропотребления представлена на рисунке 26.

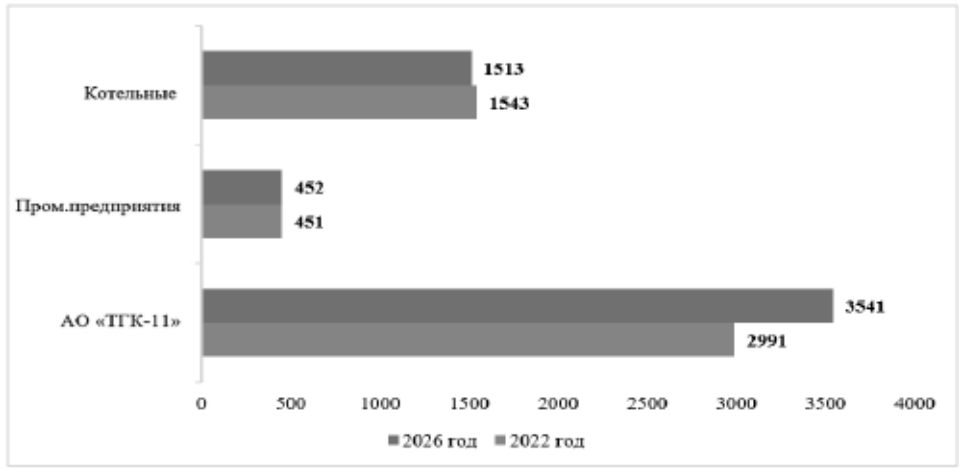


Рисунок 26 – Сравнительная диаграмма прогнозируемого расхода топлива по ТЭС и котельным за 2022 и 2026 годы (базовый вариант), т.у.т.

Расчетные данные по расходу топлива на ТЭС и котельных генерирующих компаний Омской области для регионального уровня электропотребления приведены в таблице № 80.

Таблица № 80

Потребность ТЭС и котельных генерирующих компаний Омской области в топливе на период 2022 – 2026 годов (региональный вариант), тыс. т.у.т.

Наименование	Вид топлива	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Омская ТЭЦ-3	Расход топлива всего, в том числе:	898,0	1012,1	1026,3	1030,9	1032,7
	газ	896,7	1010,6	1024,9	1029,4	1031,2
	нефтетопливо	1,3	1,4	1,5	1,5	1,5
	уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Омская ТЭЦ-4	Расход топлива всего, в том числе:	769,6	892,0	909,9	912,1	912,5
	газ	22,3	25,9	26,4	26,5	26,5
	нефтетопливо	3,8	4,5	4,5	4,6	4,6
	уголь	743,5	861,7	878,9	881,1	881,5
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Омская ТЭЦ-5	Расход топлива всего, в том числе:	1323,0	1565,2	1602,4	1606,2	1606,1
	газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	нефтетопливо	7,9	9,4	9,6	9,6	9,6
	уголь	1315,1	1555,8	1592,8	1596,5	1596,4
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО «ТГК-11»	Расход топлива всего, в том числе:	2990,6	3469,3	3538,6	3549,2	3551,3
	газ	919,0	1036,5	1051,3	1055,9	1057,7
	нефтетопливо	13,0	15,3	15,6	15,7	15,7
	уголь	2058,6	2417,5	2471,7	2477,6	2477,9
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС промышленных предприятий	Расход топлива всего, в том числе:	450,7	621,2	834,7	850,9	851,2
	газ	265,3	435,5	648,9	664,9	665,0
	нефтетопливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	прочее топливо	185,4	185,8	185,8	186,0	186,2
АО «ОмскРТС»	Расход топлива всего, в том числе:	291,7	292,1	292,3	292,6	292,9
	газ	290,5	290,8	291,2	291,4	291,7
	нефтетопливо	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	уголь	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МП г. Омска «Тепловая компания»	Расход топлива всего, в том числе:	157,7	157,7	157,7	157,7	157,7
	газ	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3
	нефтетопливо	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	уголь	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	прочее топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельные ведомственных ТСО, производственные котельные	Расход топлива всего, в том числе:	1093,3	1061,7	1062,0	1061,9	1061,9
	газ	983,8	952,2	953,0	953,0	953,0
	нефтетопливо	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9
	уголь	16,1	16,1	15,5	15,5	15,5
	прочее топливо	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Омская область ВСЕГО	Расход топлива всего, в том числе:	4984,1	5602,1	5885,3	5912,4	5915,1
	газ	2615,0	2871,3	3100,8	3121,5	3123,7
	нефтетопливо	95,5	97,8	98,1	98,2	98,2
	уголь	2076,6	2435,5	2489,1	2495,0	2495,3
	прочее топливо	196,9	197,3	197,3	197,5	197,7

Сравнительная диаграмма прогнозируемого расхода топлива по ТЭС и котельным на 2022 и 2026 годы для регионального варианта электропотребления представлена на рисунке 27.

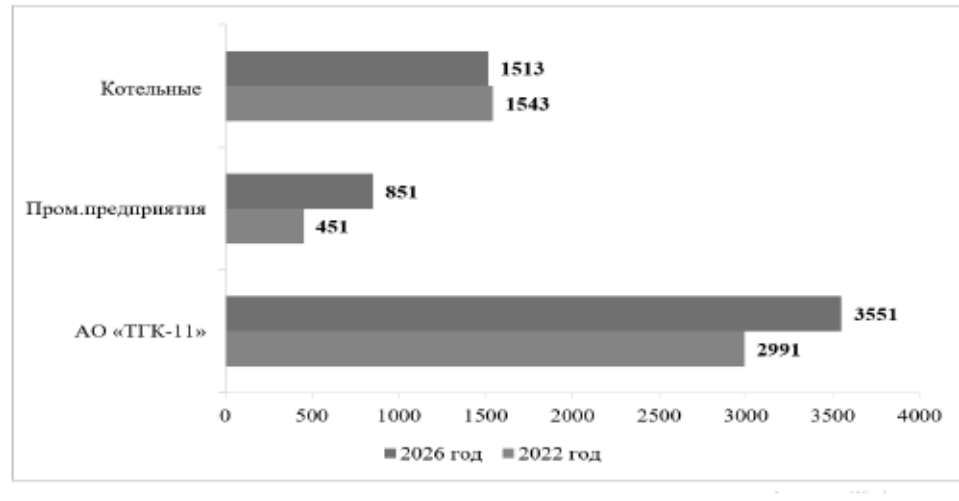


Рисунок 27 – Сравнительная диаграмма прогнозируемого расхода топлива по ТЭС и котельным за 2022 и 2026 годы (региональный вариант), т.у.т.

8. Схема размещения электрических сетей 110 кВ и выше с развитием на 2022 – 2026 годы

Схема размещения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭС Омской области и с выделением ЭС г. Омска на 2022 – 2026 годы в базовом варианте развития приведена в приложении № 1 к Программе (рисунки 1.1 и 1.2 соответственно).

Схема размещения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭС Омской области и с выделением ЭС г. Омска на 2022 – 2026 годы в дополнительном варианте развития приведена в приложении № 1 к Программе (рисунки 1.3 и 1.4 соответственно)

9. Принципиальная схема электрических соединений 110 кВ и выше с развитием на 2022 – 2026 годы

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы в базовом варианте развития приведена в приложении № 2 к Программе (рисунок 2.1).

Принципиальная схема электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭС Омской области на 2022 – 2026 годы в дополнительном варианте развития приведена в приложении № 2 к Программе (рисунок 2.2).

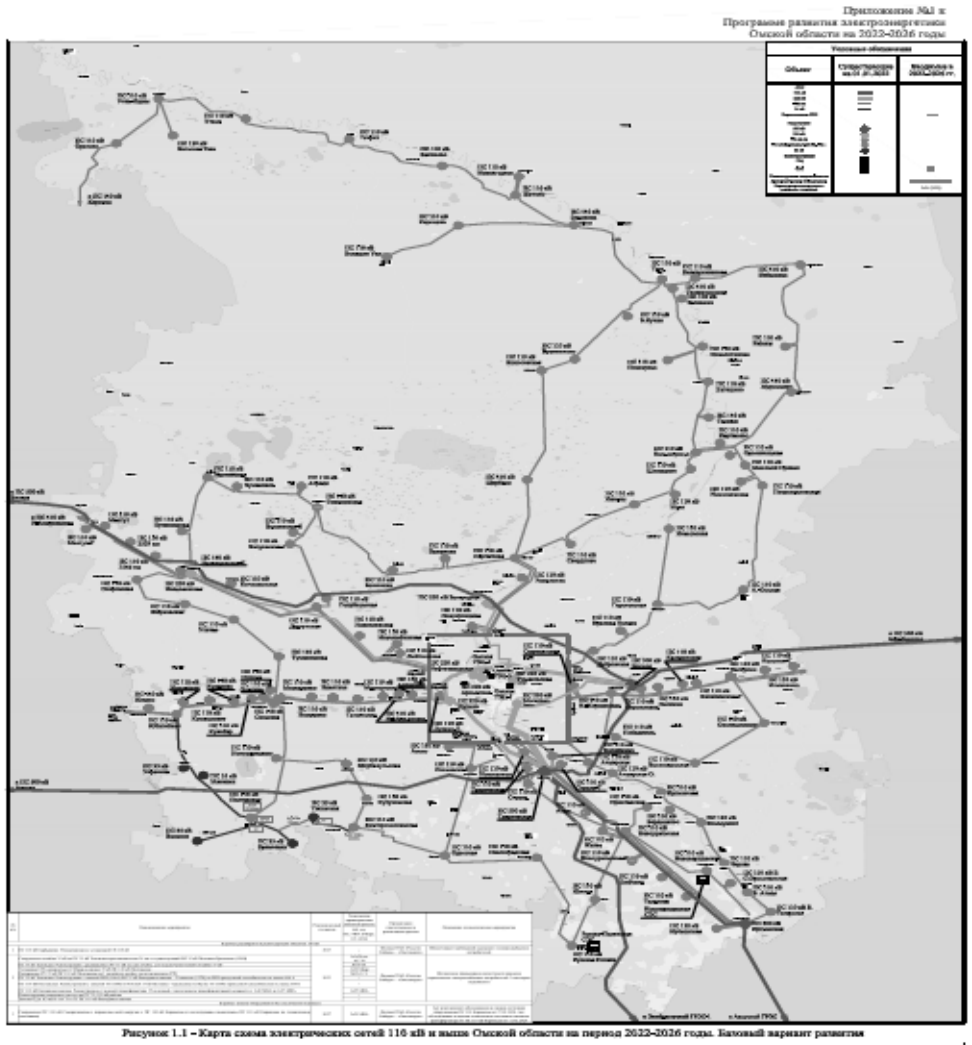


Рисунок 1.1 – Карта схема электрических сетей 110 кВ и выше Омской области на период 2022–2026 годы. Базовый вариант развития

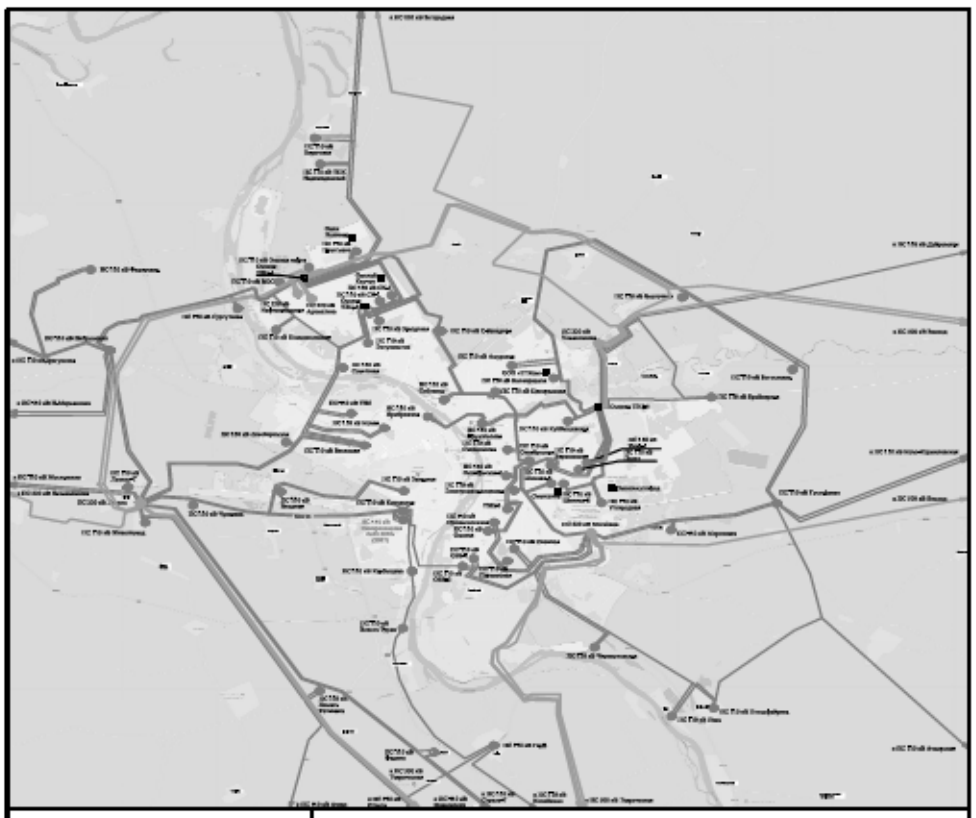


Рисунок 1.2 - Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше г. Омск на 2022-2026 годы. Базовый вариант развития

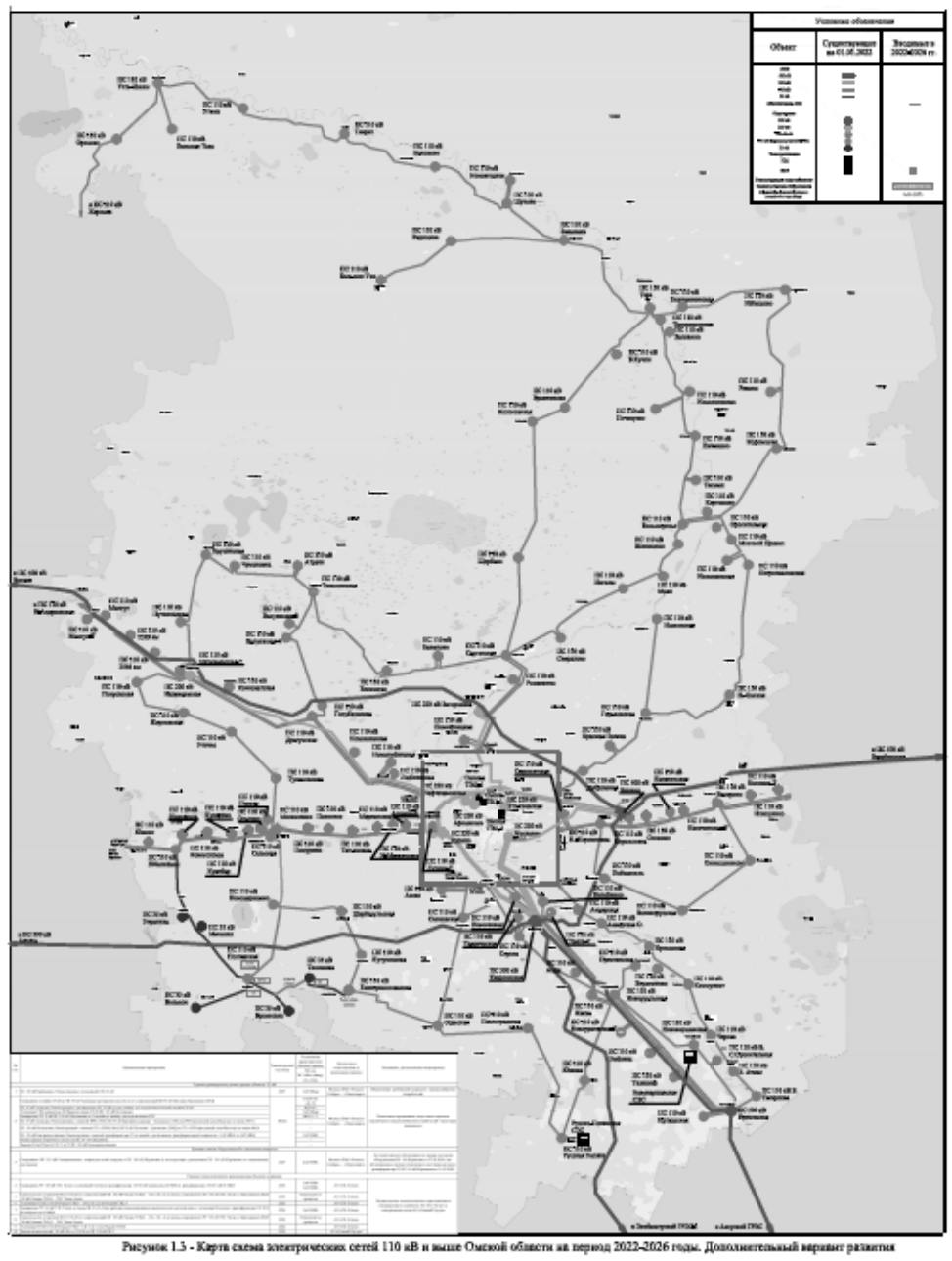


Рисунок 1.3 - Карта схема электрических сетей 110 кВ и выше Омской области на период 2022-2026 годы. Дополнительный вариант развития

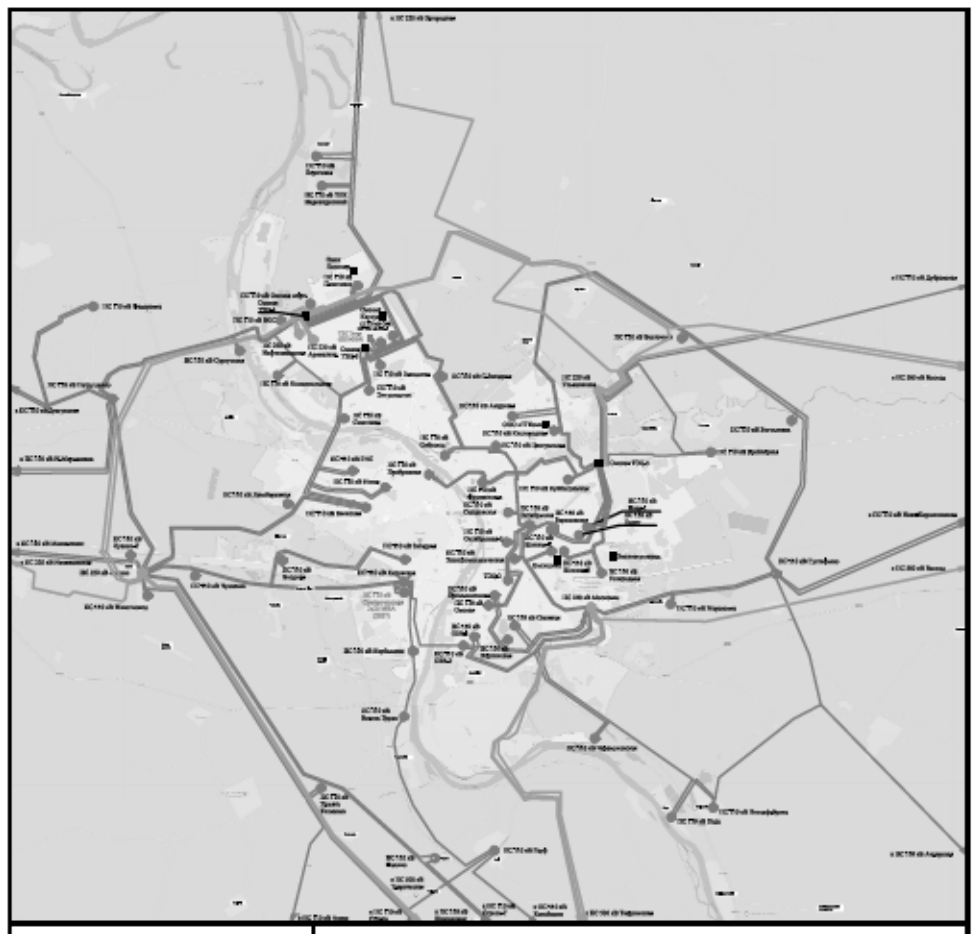


Рисунок 1.4 - Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше г. Омск на 2022-2026 годы. Дополнительный вариант развития

Приложение №2 к
Программе развития электроэнергетики
Омской области на 2022 – 2026 годы

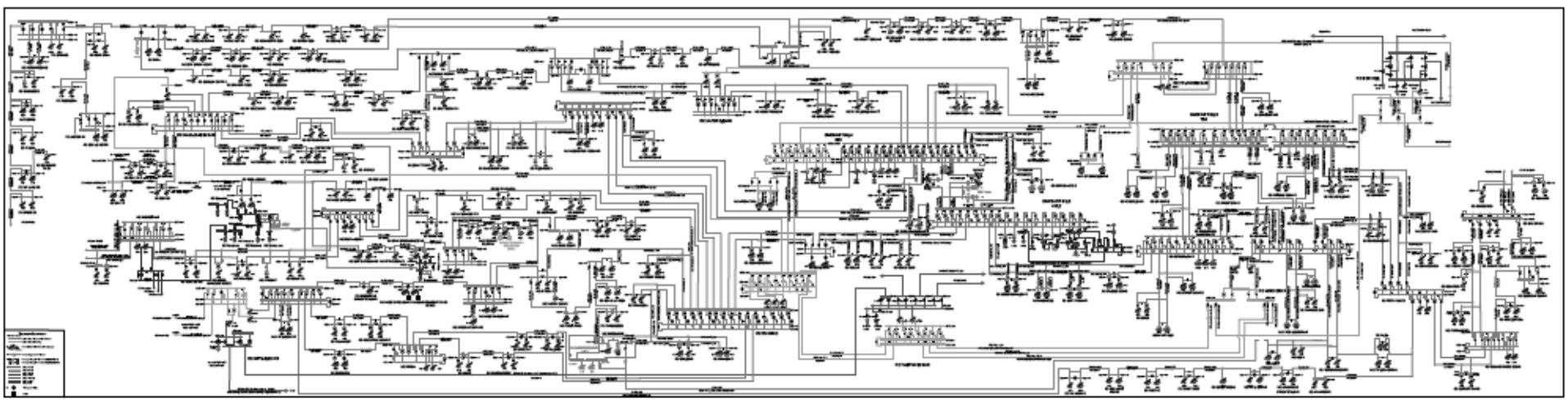


Рисунок 2.1 – Схема сети 110 кВ и выше. Базовый вариант развития

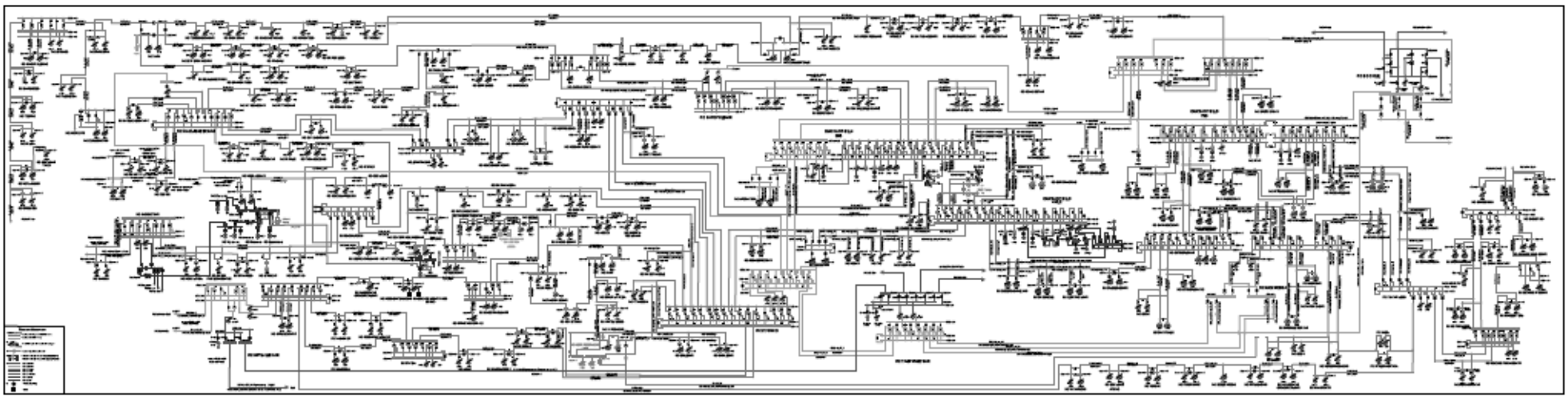


Рисунок 2.2 – Схема сети 110 кВ и выше. Дополнительный вариант развития

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 212-п
г. Омск

Об утверждении перечня мероприятий, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа, и субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива в Омской области

В соответствии с подпунктом «а» пункта 8 Правил формирования, предоставления и распределения субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2014 года № 999, приложением № 28 «Правила предоставления и распределения субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации в целях софинансирования расходных обязательств субъектов Российской Федерации, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа», приложением № 29 «Правила предоставления и распределения субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации в целях софинансирования расходных обязательств субъектов Российской Федерации, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива» к государственной программе Российской Федерации «Развитие энергетики», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года № 321, Правительство Омской области постановляет:

Утвердить прилагаемый перечень мероприятий, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа, и субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива в Омской области.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 212-п «Об утверждении перечня мероприятий, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа, и субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива в Омской области» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к постановлению Правительства Омской области
от 4 мая 2022 года № 212-п

ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа, и субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива в Омской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование результата мероприятия	Значение результата по годам		
			2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6
Мероприятия, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при развитии заправочной инфраструктуры компримированного природного газа					
1	Предоставление субсидий юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, реализующим инвестиционные проекты по строительству объектов заправки транспортных средств природным газом, на компенсацию части затрат на строительство таких объектов	Количество объектов заправки транспортных средств компримированным природным газом, введенных в эксплуатацию, единиц	9	7	11
Мероприятия, в целях софинансирования которых предоставляются субсидии из федерального бюджета бюджету Омской области в целях софинансирования расходных обязательств Омской области, возникающих при поддержке переоборудования существующей автомобильной техники, включая общественный транспорт и коммунальную технику, для использования природного газа в качестве топлива в Омской области					
2	Предоставление субсидий юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, выполняющим работы по переоборудованию транспортных средств на использование природного газа (метана) в качестве моторного топлива, в целях возмещения недополученных доходов в связи с предоставлением такими лицами, выполняющими переоборудование, скидки владельцам транспортных средств на указанные работы	Количество транспортных средств, переоборудованных на использование природного газа (метана) в качестве моторного топлива, единиц	-	100	500

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 213-п
г. Омск

Об утверждении Порядка предоставления субсидий юридическим лицам (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальным предпринимателям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом

В соответствии со статьей 78 Бюджетного кодекса Российской Федерации Правительство Омской области постановляет:

Утвердить прилагаемый Порядок предоставления субсидий юридическим лицам (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальным предпринимателям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 213-п «Об утверждении Порядка предоставления субсидий юридическим лицам (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальным предпринимателям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к постановлению Правительства Омской области
от 4 мая 2022 года № 213-п

ПОРЯДОК предоставления субсидий юридическим лицам (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальным предпринимателям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом

I. Общие положения

1. Настоящий Порядок регулирует отношения по предоставлению за счет средств областного бюджета субсидий юридическим лицам (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальным предпринимателям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в размере провозной платы, определяемой государственным контрактом в соответствии с законодательством (далее – субсидия).

2. Целью предоставления субсидий является обеспечение доступности транспортных услуг водным транспортом с использованием механизма определения размера провозной платы в соответствии с законодательством.

3. Субсидии предоставляются в соответствии с государственной программой Омской области «Развитие транспортной системы в Омской области», утвержденной постановлением Правительства Омской области от 16 октября 2013 года № 262-п.

Главным распорядителем средств областного бюджета, до которого в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации как до получателя бюджетных средств доведены в установленном порядке лимиты бюджетных обязательств на предоставление субсидий на соответствующий финансовый год, является Министерство транспорта и дорожного хозяйства Омской области (далее – Министерство).

4. К категории получателей субсидий относятся юридические лица (за исключением государственных (муниципальных) учреждений), индивидуальные предприниматели, оказывающие услуги населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом, отбираемые исходя из критерия отбора (далее – получатели субсидии).

Критерием отбора получателей субсидии (далее – отбор) является наличие государственного контракта на оказание услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом на территории Омской области в году, в котором планируется получение субсидий (далее – государственный контракт).

5. Способ проведения отбора – запрос предложений (заявок) в соответствии с пунктом 7 настоящего Порядка.

6. Сведения о субсидиях размещаются на едином портале бюджетной системы Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (в разделе единого портала) при формировании проекта закона о бюджете (проекта закона о внесении изменений в закон о бюджете).

II. Порядок проведения отбора

7. Отбор проводится Министерством способом запроса предложений на основании предложений (заявок), направленных участниками отбора для участия в отборе (далее – заявка), исходя из соответствия участника отбора категории и критерию отбора получателей субсидий, очередности поступления заявок в Министерство. Типовая форма заявки утверждается Министерством.

8. Объявление о проведении отбора (далее – объявление) размещается на официальном сайте Министерства в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее – официальный сайт Министерства) в течение 5 рабочих дней с даты принятия решения о проведении отбора и содержит следующую информацию:

1) сроки проведения отбора и количество этапов проведения отбора с указанием сроков (порядка) их проведения, по результатам которых в течение 10 рабочих дней в пределах срока проведения отбора определяются получатели субсидий (за исключением последнего этапа, срок определения получателей субсидий по которому устанавливается в течение 10 рабочих дней со дня окончания срока проведения отбора);

2) дата начала подачи или окончания приема заявок, которая не может быть ранее 10-го календарного дня, следующего за днем размещения объявления;

3) наименование, место нахождения, почтовый адрес и адрес электронной почты Министерства;

4) сетевой адрес и (или) указатель страниц сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», на котором обеспечивается проведение отбора;

5) результат предоставления субсидии в соответствии с пунктом 23 настоящего Порядка;

6) категория и критерий отбора получателей субсидии в соответствии с пунктом 4 настоящего Порядка;

7) требования к участникам отбора в соответствии с пунктом 9 настоящего Порядка и перечень документов, представляемых участниками отбора для подтверждения их соответствия указанным требованиям;

8) порядок подачи заявок и требования, предъявляемые к форме и содержанию заявок в соответствии с пунктом 10 настоящего Порядка;

9) порядок отзыва и возврата заявок, определяющий в том числе основания для возврата заявок, порядок внесения изменений в заявки в соответствии с пунктом 10 настоящего Порядка;

10) правила рассмотрения и оценки заявок в соответствии с пунктами 11 – 14 настоящего Порядка, а также дата, время и место рассмотрения и оценки заявок;

11) порядок предоставления участникам отбора разъяснений положений объявления, даты начала и окончания срока такого предоставления;

12) сроки, в течение которых победитель (победители) отбора должен подписать соглашение с Министерством о предоставлении субсидии (далее – соглашение), – не более 10 календарных дней с даты получения от Министерства проекта соглашения;

13) условия признания победителя (победителей) отбора уклонившимся от заключения соглашения;

14) дата размещения результатов отбора на официальном сайте Министерства, которая не может быть позднее 14-го календарного дня, следующего за днем определения победителя отбора.

9. Участники отбора должны соответствовать следующим требованиям на первое число месяца, предшествующего месяцу, в котором направляется в Министерство заявка:

1) отсутствие у участника отбора просроченной задолженности по возврату в областной бюджет субсидий, бюджетных инвестиций, предоставленных в том числе в соответствии с иными правовыми актами Омской области;

2) участники отбора – юридические лица не должны находиться в процессе реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения к юридическому лицу, являющемуся участником отбора, другого юридического лица), ликвидации, в отношении них не должна быть введена процедура банкротства, деятельность участника отбора не должна быть приостановлена в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации; участники отбора – индивидуальные предприниматели не должны прекратить деятельность в качестве индивидуального предпринимателя;

3) отсутствие в реестре дисквалифицированных лиц сведений о дисквалифицированных руководителе, членах коллегиального исполнительного органа, лице, исполняющем функции единоличного исполнительного органа, или главном бухгалтере участника отбора, являющегося юридическим лицом, об индивидуальном предпринимателе;

4) участники отбора не должны являться иностранными юридическими лицами, в том числе местом регистрации которых является государство или территория, включенные в утверждаемый Министерством финансов Российской Федерации перечень государств и территорий, предоставляющих льготный налоговый режим налогообложения и (или) не предусматривающих раскрытия и предоставления информации при проведении финансовых операций (офшорные зоны) в отношении таких юридических лиц (далее – офшорные компании). Указанные иностранные юридические лица, а также российские юридические лица, в уставном (складочном) капитале которых доля участия офшорных компаний в совокупности превышает 50 процентов, не вправе являться получателями указанных субсидий;

5) участники отбора не должны получать средства из областного бюджета на основании иных нормативных правовых актов Омской области на цель, указанную в пункте 2 настоящего Порядка;

6) участники отбора не должны находиться в перечне организаций и физических лиц, в отношении которых имеются сведения об их причастности к экстремистской деятельности или терроризму, либо в перечне организаций и физических лиц, в отношении которых имеются сведения об их причастности к распространению оружия массового уничтожения;

7) участники отбора не должны находиться в реестре недобросовестных поставщиков (подрядчиков, исполнителей) в связи с отказом от исполнения заключенных государственных (муниципальных) контрактов о поставке товаров, выполнении работ, оказании услуг по причине введения политических или экономических санкций иностранными государствами, совершающими недружественные действия в отношении Российской Федерации, граждан Российской Федерации или российских юридических лиц, и (или) введением иностранными государствами, государственными объединениями и (или) союзами и (или) государственными (межгосударственными) учреждениями иностранных государств или государственных

объединений и (или) союзов мер ограничительного характера (требование применяется в 2022 году).

10. В целях участия в отборе участники отбора направляют в Министерство не более одной заявки, содержащей информацию о потребности в субсидии в период действия государственного контракта с учетом ранее предоставленных субсидий в соответствии с настоящим Порядком на соответствующий год.

Заявка должна соответствовать следующим требованиям:

- соответствие формы и содержания заявки типовой форме заявки;

- наличие информации о согласии на публикацию (размещение) в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» информации об участнике отбора, о подаваемой участником отбора заявке, а также согласие на обработку персональных данных (для индивидуального предпринимателя), иной информации об участнике отбора, связанной с соответствующим отбором;

- наличие сведений о форме направления участнику отбора (получателю субсидии) уведомлений (решений), предусмотренных настоящим Порядком (в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или документа на бумажном носителе).

К заявке прилагаются подписанные участником отбора и заверенные его печатью (при наличии) следующие документы:

1) копии государственного контракта;

2) расчет потребности в субсидии в период действия государственного контракта с приложением обосновывающих документов по форме, утвержденной Министерством.

Сумма потребности в субсидии при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в период действия государственного контракта определяется по формуле:

Пнав = Рнав – Днав – Дконт – Снав, где:

Пнав – потребность в субсидии в период действия государственного контракта, рублей;

Рнав – экономически обоснованные затраты участника отбора, оказывающего услуги населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в период действия государственного контракта, определенные органом исполнительной власти Омской области, осуществляющим государственное регулирование тарифов, рублей;

Днав – планируемые доходы участника отбора в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в период действия государственного контракта, рассчитанные исходя из планового количества пассажиров (пассажирооборота) и размера провозной платы, определяемой государственным контрактом в соответствии с законодательством, рублей. Значения планового количества пассажиров (пассажирооборота) принимаются равными значениям, на основании которых органом исполнительной власти Омской области, осуществляющим государственное регулирование тарифов, установлен тариф на перевозку пассажиров и багажа водным транспортом;

Дконт – доходы участника отбора в соответствии с государственным контрактом, рублей;

Снав – размер субсидий, ранее предоставленных участнику отбора в соответствии с настоящим Порядком на соответствующий год, рублей;

3) справки по состоянию на первое число месяца, в котором направляется в Министерство заявка, содержащие сведения, подтверждающие соответствие участника отбора требованиям, указанным в подпункте 1 пункта 9 настоящего Порядка.

Участники отбора вправе по собственной инициативе представить документы, указанные в подпунктах 1 и 3 настоящего пункта. В случае их непредставления Министерство получает необходимую информацию в соответствии с законодательством.

Заявка и документы, предусмотренные настоящим пунктом, могут быть представлены в форме электронных документов, подписанных электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или на бумажном носителе (по выбору участника отбора).

Участник отбора вправе по собственной инициативе в любое время до начала проведения отбора отозвать свою заявку путем направления в Министерство уведомления об отзыве заявки, которое может быть направлено в форме электронного документа, подписанного электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или на бумажном носителе (по выбору участника отбора).

В случае получения заявки на бумажном носителе Министерство на основании полученного уведомления в течение 5 рабочих дней возвращает участнику отбора заявку совместно с представленными документами по адресу, указанному в уведомлении.

Отозвав свою заявку, участник отбора не утрачивает права подать повторно новую заявку на участие в отборе в срок до времени окончания приема заявок.

Внесение изменений в заявку осуществляется путем отзыва ранее поданной заявки и направления новой заявки.

11. Для проведения отбора Министерство формирует комиссию, состоящую не менее чем из 5 человек. Состав и порядок деятельности комиссии утверждаются Министерством.

На каждом этапе отбора, проводимом в течение срока подачи заявок, комиссия обеспечивает рассмотрение заявок на предмет их соответствия требованиям, установленным в объявлении, проведение отбора получателей субсидии, осуществление расчета предоставляемой субсидии в течение 10 рабочих дней со дня окончания этапа приема заявок.

Дата, время и место проведения рассмотрения заявок указывается в объявлении.

12. Субсидии распределяются победителям отбора в пределах бюджетных ассигнований и лимитов бюджетных обязательств, предусмотренных Министерству на указанные цели в соответствующем финансовом году, по формуле (но не более заявленной потребности в субсидии):

Cj= C * (П год,j / П), где:

Cj – размер субсидии, предоставляемой j-му победителю отбора, рублей;

C – средства областного бюджета, предусмотренные для предоставления субсидий в соответствующем году, рублей;

Пгод,j – сумма потребности в субсидии в период действия государственного контракта j-го победителя отбора, рублей;

П – сумма значений потребности в субсидии в период действия государственного контракта всех победителей отбора, рублей.

13. По итогам рассмотрения заявок и проведения отбора составляется протокол заседания комиссии.

Информация о результатах рассмотрения заявок размещается на официальном сайте Министерства не позднее 14-го календарного дня с даты подписания протокола заседания комиссии, включая следующие сведения:

1) дата, время и место проведения рассмотрения заявок;

2) информация об участниках отбора, заявки которых были рассмотрены;

3) информация об участниках отбора, заявки которых были отклонены, с указанием причин их отклонения, в том числе положений объявления, которым не соответствуют такие заявки;

4) наименование получателя (получателей) субсидии, с которым заключается соглашение, и размер предоставляемой ему субсидии.

14. Основаниями для отклонения заявки на стадии рассмотрения заявок являются:

1) несоответствие участника отбора требованиям, установленным в пункте 9 настоящего Порядка;

2) несоответствие участника отбора категории и критерию отбора получателей субсидии, установленным в пункте 4 настоящего Порядка;

3) несоответствие представленных участником отбора заявки и документов требованиям к заявкам и документам, установленным в пункте 10 настоящего Порядка и указанным в объявлении;

4) недостоверность представленной участником отбора информации, в том числе информации о месте нахождения и адресе юридического лица;

5) подача участником отбора заявки после даты и (или) времени, определенных для подачи заявок.

В случае отклонения заявки по вышеуказанным основаниям участник отбора уведомляется Министерством о принятом решении в течение 5 рабочих дней со дня его принятия с указанием информации о причинах отклонения. Уведомление направляется в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или документа на бумажном носителе (по выбору участника отбора).

III. Условия и порядок предоставления субсидий

15. Размер субсидии, предоставляемой получателю субсидии, определяется в соответствии с пунктом 12 настоящего Порядка. Решение о предоставлении субсидии с указанием получателей субсидии и сумм распределенных им субсидий и (или) об отказе в предоставлении субсидии принимается Министерством в форме распоряжения на основании протокола заседания комиссии не позднее 14 рабочих дней со дня проведения отбора.

16. Основаниями для отказа получателю субсидии в предоставлении субсидии являются:

1) несоответствие представленных получателем субсидии документов требованиям, определенным в соответствии с пунктом 8 настоящего Порядка, или непредставление (представление не в полном объеме) указанных документов;

2) установление факта недостоверности представленной получателем субсидии информации.

В случае отказа получателю субсидии в предоставлении субсидии по вышеуказанным основаниям получатель субсидии уведомляется Министерством о принятом решении в течение 5 рабочих дней со дня его принятия с указанием информации о причинах отказа в предоставлении субсидии. Уведомление направляется в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или документа на бумажном носителе (по выбору получателя субсидии).

17. Субсидия предоставляется получателю субсидии при соблюдении им следующих условий:

1) прохождение отбора;

2) соответствие категории, критерию и требованиям, установленным пунктами 4, 9 настоящего Порядка;

3) заключение соглашения, дополнительного соглашения к соглашению в соответствии с подпунктом «и» пункта 5 общих требований к нормативным правовым актам, муниципальным правовым актам, регулирующим предоставление субсидий, в том числе грантов в форме субсидий, юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям, а также физическим лицам – производителям товаров, работ, услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 18 сентября 2020 года № 1492 (далее – общие требования), и типовыми формами, установленными Министерством финансов Омской области.

Соглашением предусматриваются:

- согласие получателя субсидии в соответствии с пунктом 5 статьи 78 Бюджетного кодекса Российской Федерации на осуществление Министерством проверок соблюдения им порядка и условий предоставления субсидий, в том числе в части достижения результата их предоставления, а также проверок органами государственного финансового контроля в соответствии со статьями 268.1 и 269.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации;

- в случае уменьшения Министерству как получателю бюджетных средств ранее доведенных лимитов бюджетных обязательств, указанных в пункте 3 настоящего Порядка, приводящего к невозможности предоставления субсидии в размере, определенном в соглашении, положения о согласовании новых условий соглашения или о расторжении соглашения при недостижении согласия по новым условиям.

В случае уменьшения Министерству как получателю бюджетных средств ранее доведенных лимитов бюджетных обязательств, указанных в пункте 3 настоящего Порядка, приводящего к невозможности предоставления субсидии в размере, определенном в соглашении, Министерство в течение 3 рабочих дней со дня изменения бюджетной росписи уведомляет получателя субсидий в письменной форме или в форме электронного документа (по выбору получателя субсидии);

4) представление получателем субсидии следующих документов:

- отчет о достижении значения результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата, в соответствии с пунктом 24 настоящего Порядка;

- отчет о сумме недополученных доходов при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа (далее – отчет о недополученных доходах);

- отчет о количестве перевезенных пассажиров (пассажирообороте) по форме, установленной соглашением.

Отчет о сумме недополученных доходов и отчет о количестве перевезенных пассажиров (пассажирообороте) представляются за отчетный месяц и нарастающим итогом с начала оказания услуг населению по перевозке пассажиров и багажа в период действия государственного контракта и по отчетный месяц включительно – ежемесячно, не позднее 5-го числа месяца, следующего за отчетным месяцем.

Форма отчета о недополученных доходах устанавливается соглашением. В отчете о недополученных доходах указываются реквизиты документов (наименование, дата и номер), подтверждающих недополученные доходы, а также предоставляются их копии.

К документам, подтверждающим недополученные доходы, относятся:

- акт органа исполнительной власти Омской области, осуществляющего государственное регулирование тарифов, об установлении предельного тарифа на оказание услуг населению по перевозке пассажиров и багажа внутренним водным транспортом в период действия государственного контракта с приложением копии протокола (выписки из протокола) заседания правления органа исполнительной власти Омской области, осуществляющего государственное регулирование тарифов;

- путевые листы движения транспортного средства.

В отчете о недополученных доходах получатель субсидии вправе указывать по собственной инициативе реквизиты указанных в настоящем подпункте актов органа исполнительной власти Омской области, осуществляющего государственное регулирование тарифов. В случае их отсутствия в отчете о недополученных доходах Министерство получает необходимую информацию в соответствии с законодательством.

Оригиналы подтверждающих документов (за исключением указанных в настоящем подпункте актов органа исполнительной власти Омской области, осуществляющего государственное регулирование тарифов) получатель субсидии предоставляет при проведении проверок соблюдения получателем субсидий условий и порядка предоставления субсидий, осуществляемых в соответствии с пунктом 26 настоящего Порядка.

Документы, предусмотренные настоящим подпунктом, могут быть представлены в форме электронных документов, подписанных электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или на бумажном носителе (по выбору получателя субсидии);

5) достоверность представленных документов, предусмотренных настоящим пунктом;

6) достижение значений результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата, в срок, установленный пунктом 24 настоящего Порядка.

18. Размер субсидий за отчетный период при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом определяется по формуле:

$C_{вод.тр.} = \sum_{n=1}^{k} C_{мар}$, где:

$C_{мар}$ – размер субсидии по k-му маршруту за отчетный период (рублей), рассчитываемый по формуле:

$C_{мар} = (P_{1км} * L_{мар}) – Д_{мар}$, где:

$P_{1км}$ – размер затрат получателя субсидий на 1 км движения транспортного средства по k-му маршруту, рублей;

$L_{мар}$ – пробег транспортного средства по k-му маршруту за отчетный период, км;

$Д_{мар}$ – доход получателя субсидии по k-му маршруту, полученный в связи с оказанием услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом (рублей), рассчитываемый по формуле:

$Д_{мар} = Д_{марконт} + Д_{марлл} + Д_{марлг,}$ где:

$Д_{марконт}$ – доходы по k-му маршруту в соответствии с государственным контрактом, рублей;

$Д_{марлл}$ – доходы по k-му маршруту от реализации проездных (перевозочных) документов на перевозку пассажиров и багажа в размере провозной платы, определяемой государственным контрактом, рублей;

$Д_{марлг}$ – доходы по k-му маршруту от оплаты проезда отдельными категориями граждан, рублей.

Размер затрат получателя субсидий на 1 км движения транспортного средства по k-му маршруту определяется по формуле:

$Р_{1км} = Р_{нав} / L$, где:

$Р_{нав}$ – экономически обоснованные затраты получателя субсидии, оказывающего услуги населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в период действия государственного контракта, определенные органом исполнительной власти Омской области, осуществляющим государственное регулирование тарифов, рублей;

L – пробег транспортных средств при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа водным транспортом в период действия государственного контракта, рассчитанный на основании расписания движения транспортных средств по маршруту водного транспорта, км.

19. Министерство в течение 10 рабочих дней со дня получения от получателей субсидии отчета о недополученных доходах за отчетный период принимает решение о перечислении субсидии в форме распоряжения.

20. В случае обнаружения недостоверных сведений в отчете о недополученных доходах решение о перечислении субсидии не принимается.

21. Перечисление субсидии осуществляется получателю субсидии на расчетные или корреспондентские счета, открытые получателем субсидии в учреждениях Центрального банка Российской Федерации или кредитных организациях, не позднее 10-го рабочего дня после принятия Министерством решения о перечислении субсидии, но не позднее 31 декабря текущего финансового года.

22. Субсидии предоставляются получателям субсидии в пределах бюджетных ассигнований и лимитов бюджетных обязательств, предусмотренных Министерству на соответствующие цели в текущем финансовом году.

23. Результатом предоставления субсидии является объем пассажирских перевозок при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа (далее – объем пассажирских перевозок) по состоянию на 31 декабря года, в котором предоставлена субсидия.

Показателем, необходимым для достижения результата предоставления субсидии, является количество рейсов движения транспортных средств при оказании услуг населению по перевозке пассажиров и багажа в соответствии с расписанием, утвержденным Министерством (далее – количество рейсов) по состоянию на 31 декабря года, в котором предоставлена субсидия.

Значения объема пассажирских перевозок и количества рейсов устанавливаются в соглашении.

IV. Требования к отчетности

24. Получатели субсидии представляют в Министерство по формам, определенным типовыми формами соглашений, установленными Министерством финансов Омской области, отчет о достижении значений результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата предоставления субсидии, в срок не позднее 20 января года, следующего за отчетным, в форме электронного документа, подписанного электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или на бумажном носителе (по выбору получателя субсидии).

25. Министерство вправе устанавливать в соглашении сроки и формы представления получателем субсидии дополнительной отчетности в соответствии с пунктом 6 общих требований.

V. Требования об осуществлении контроля (мониторинга) за соблюдением условий и порядка предоставления субсидий и ответственности за их нарушение

26. Проверка соблюдения получателями субсидии порядка и условий предоставления субсидий, в том числе в части достижения результата предоставления субсидий, осуществляется Министерством.

Органами государственного финансового контроля в отношении получателей субсидии осуществляются проверки в соответствии со статьями 268.1 и 269.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации.

27. В случае нарушения условий предоставления субсидий, установленных пунктом 17 настоящего Порядка, выявленных в том числе по фактам проверок, проведенных в соответствии с пунктом 26 настоящего Порядка, Министерство направляет получателю субсидии уведомление о возврате субсидии в течение 14 календарных дней со дня обнаружения указанного нарушения.

Получатель субсидии осуществляет возврат полученных субсидий в областной бюджет в срок, установленный пунктом 32 настоящего Порядка.

28. В случае недостижения получателем субсидии значения показателя, необходимого для достижения значения результата (при отсутствии документально подтвержденного наступления обстоятельств непреодолимой силы), размер субсидии, подлежащий возврату, рассчитывается по формуле:

$ДП_{1,j} = C_j \times K_{1,j}$, где:

$ДП_{1,j}$ – объем средств, подлежащий возврату в областной бюджет j-м получателем субсидии, рублей;

C_j – объем субсидии, фактически предоставленной j-му получателю субсидии в соответствии с представленными отчетами о недополученных доходах за отчетный год, рублей;

$K_{1,j}$ – коэффициент возврата субсидии j-м получателем субсидии.

Коэффициент возврата субсидии j-м получателем субсидии рассчитывается по формуле:

$K_{1,j} = 1 – (T_{факт} / T_{план})$, где:

$T_{факт}$ – фактическое количество рейсов, выполненных j-м получателем субсидии в году, в котором предоставлена субсидия;

$T_{план}$ – плановое количество рейсов, которое должен выполнить j-й получатель субсидии в году, в котором предоставлена субсидия, в соответствии с соглашением.

29. В случае недостижения получателем субсидии значения результата предоставления субсидии (при отсутствии документально подтвержденных обстоятельств непреодолимой силы) размер субсидии, подлежащий возврату, рассчитывается по формуле:

$ДР_{2,j} = C_j \times K_{2,j}$, где:

$ДР_{2,j}$ – объем средств, подлежащий возврату в областной бюджет j-м получателем субсидии, рублей;

C_j – объем субсидии, фактически предоставленной j-му получателю субсидии в соответствии с представленными отчетами о недополученных доходах за отчетный год, рублей;

$K_{2,j}$ – коэффициент возврата субсидии j-м получателем субсидии.

Коэффициент возврата субсидии j-м получателем субсидии рассчитывается по формуле:

$K_{2,j} = 1 – (V_{факт} / V_{план})$, где:

$V_{факт}$ – фактический объем пассажирских перевозок, выполненный j-м получателем субсидии в году, в котором предоставлена субсидия, тыс. чел. (тыс. пасс. км);

$V_{план}$ – плановый объем пассажирских перевозок, которые должен выполнить j-й получатель субсидии в году, в котором предоставлена субсидия, в соответствии с соглашением, тыс. чел. (тыс. пасс. км).

30. В случае недостижения получателем субсидии по состоянию на 31 декабря года, в котором предоставлена субсидия, значений результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата предоставления субсидии, Министерство на основании отчета о достижении значений результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата предоставления субсидии, представленного получателем субсидии в соответствии с пунктом 24 настоящего Порядка, в течение 14 календарных дней со дня обнаружения указанного нарушения направляет получателю субсидии требование о возврате части субсидии в размере, определенном в соответствии с пунктами 28 и 29 настоящего Порядка.

Уведомление (требование) направляется получателю субсидии Министерством в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью в соответствии с федеральным законодательством, или документа на бумажном носителе (по выбору получателя субсидии).

31. Получатель субсидии освобождается от ответственности, установленной пунктами 27, 30 настоящего Порядка, при наличии документально подтвержденного наступления обстоятельств непреодолимой силы, препятствующих выполнению пассажирских перевозок.

В качестве обстоятельств непреодолимой силы, являющихся основанием для освобождения получателей субсидий от обязанности по возврату в бюджет средств субсидии и (или) от ответственности при недостижении значения результата предоставления субсидий и показателя, необходимого для достижения результата предоставления субсидии, могут быть в том числе введенные иностранными государствами экономические санкции в отношении Российской Федерации, ее граждан и российских юридических лиц.

Документы (копии соответствующих правовых актов), подтверждающие наступление обстоятельств непреодолимой силы, представляются получателем субсидии в Министерство совместно с отчетом о достижении результата предоставления субсидии и показателя, необходимого для достижения результата.

32. Субсидии (часть субсидии) подлежат возврату в областной бюджет в течение 30 календарных дней со дня получения уведомления (требования) о возврате субсидии (части субсидии) в соответствии с пунктами 27, 30 настоящего Порядка.

33. В случае нарушения получателями субсидии срока возврата субсидии (части субсидии), указанного в пункте 32 настоящего Порядка, Министерство в течение 30 календарных дней со дня истечения указанного срока обращается за взысканием соответствующих денежных средств в порядке, установленном федеральным законодательством.

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 214-п
г. Омск

Об утверждении Порядка предоставления ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения

В соответствии со статьей 2 Закона Омской области «О ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения» Правительство Омской области постановляет:

1. Утвердить прилагаемый Порядок предоставления ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения.

2. Настоящее постановление вступает в силу со дня вступления в силу Закона Омской области «О ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения», распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2022 года, и действует по 31 декабря 2023 года.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 214-п «Об утверждении Порядка предоставления ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к постановлению Правительства Омской области
от 4 мая 2022 года № 214-п

ПОРЯДОК
предоставления ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения

1. Настоящий Порядок определяет процедуру предоставления ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения (далее – денежная компенсация).

2. Денежная компенсация предоставляется лицам, указанным в статье 1 Закона Омской области «О ежемесячной денежной компенсации за наем жилого помещения» (далее – заявители).

3. Денежная компенсация назначается Министерством образования Омской области (далее – Министерство).

4. Для назначения денежной компенсации заявитель представляет в Министерство следующие документы:

1) заявление о назначении денежной компенсации по форме, установленной Министерством;

2) копия паспорта или иного документа, удостоверяющего личность заявителя;

3) копии документов, подтверждающих место жительства заявителя на территории Омской области в соответствии с законодательством в случае, если данное обстоятельство невозможно установить на основании документа, предусмотренного подпунктом 2 настоящего пункта;

4) копия документа, подтверждающего факт установления инвалидности I, II группы заявителю;

5) справка из наркологического диспансера о том, что заявитель не состоит на учете в связи с лечением от алкоголизма, наркомании, токсикомании;

6) копии документов, подтверждающих окончание пребывания в образовательных организациях, организациях социального обслуживания, медицинских организациях и иных организациях, создаваемых в установленном законом порядке для детей-сирот, детей, оставшихся без попечения родителей, получение профессионального образования, профессионального обучения, а также подтверждающих окончание прохождения военной службы по призыву либо окончание отбывания наказания в исправительных учреждениях (при наличии);

7) копия документа, подтверждающего регистрацию заявителя в системе индивидуального (персонифицированного) учета и содержащего сведения о страховом номере индивидуального лицевого счета;

8) копия документа, подтверждающего включение заявителя в список детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, лиц из числа детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, лиц, которые относились к категории детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, лиц из числа детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, и достигли возраста 23 лет, которые подлежат обеспечению жилыми помещениями на территории Омской области;

9) копия договора найма жилого помещения (жилого дома, квартиры) (далее – Договор), заключенного на срок не менее года, со специальной регистрационной надписью об осуществлении государственной регистрации ограничения (обременения) права собственности на жилое помещение (жилой дом, квартиру), возникшего на основании Договора;

10) копии документов, подтверждающих факт оплаты заявителем ежемесячных расходов, фактически понесенных заявителем по Договору (за исключением расходов за коммунальные услуги) (квитанция к приходному ордеру, банковская выписка о перечислении денежных средств, платежное поручение) (далее – платежный документ);

11) реквизиты банковского счета (при его наличии);

12) заявление о согласии на обработку персональных данных заявителя в соответствии с федеральным законодательством.

Копии документов, указанных в подпунктах 2 – 4, 6 – 10 настоящего пункта, предъявляются одновременно с их оригиналами. После сверки идентичности копий и оригиналов документов оригиналы возвращаются заявителю незамедлительно.

5. Копии документов, указанных в подпунктах 3, 7, 8 пункта 4 настоящего Порядка, представляются заявителем по собственной инициативе. В случае если указанные документы не представлены заявителем по собственной инициативе, Министерство в течение 5 рабочих дней после представления заявления о назначении денежной компенсации запрашивает соответствующие сведения посредством осуществления межведомственного информационного взаимодействия в соответствии с законодательством.

Документ, предусмотренный подпунктом 4 пункта 4 настоящего Порядка, представляется заявителем в случае отсутствия сведений об инвалидности заявителя в федеральном реестре инвалидов.

6. Заявитель вправе представить документы, предусмотренные пунктом 4 настоящего Порядка, в форме электронных документов (подписанных электронной подписью) в соответствии с требованиями федерального законодательства.

7. Решение о назначении денежной компенсации или об отказе в ее назначении Министерство принимает в форме распоряжения в течение 15 рабочих дней со дня представления заявителем документов, предусмотренных пунктом 4 настоящего Порядка.

8. Копия решения о назначении денежной компенсации или об отказе в ее назначении по выбору заявителя направляется в форме электронного документа (подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью) в соответствии с федеральным законодательством и (или) документа на бумажном носителе в течение 5 рабочих дней со дня принятия соответствующего решения.

9. Решение о назначении денежной компенсации принимается Министерством при отсутствии оснований для отказа в назначении денежной компенсации.

10. Министерство принимает решение об отказе в назначении денежной компенсации в случае, если:

1) для назначения денежной компенсации обратилось лицо, не относящееся к категории граждан, предусмотренной пунктом 2 настоящего Порядка;

2) документы (их комплектность), представленные заявителем, не соответствуют пункту 4 настоящего Порядка;

3) в представленных заявителем документах содержатся недостоверные сведения;

4) бюджетные средства, предусмотренные Министерству сводной бюджетной росписью областного бюджета в текущем финансовом году на предоставление денежной компенсации, распределены в полном объеме.

11. Денежная компенсация назначается при поступлении документов, предусмотренных пунктом 4 (с учетом положений пункта 5) настоящего Порядка, с момента возникновения права на нее, но не ранее 1 января текущего финансового года.

12. Заявитель ежемесячно, не позднее 15 числа текущего месяца, представляет в Министерство платежные документы, предусмотренные подпунктом 10 пункта 4 настоящего Порядка.

13. Выплата денежной компенсации производится ежемесячно путем перечисления Министерством денежных средств заявителю через организации почтовой связи или кредитные организации по его выбору за счет средств, предусмотренных на указанные цели в областном бюджете.

14. Денежная компенсация перечисляется Министерством в течение 15 календарных дней со дня принятия решения о назначении денежной компенсации и далее ежемесячно, в течение 15 календарных дней со дня предоставления платежных документов, предусмотренных пунктом 12 настоящего Порядка.

15. Основаниями для прекращения выплаты денежной компенсации являются:

1) истечение срока действия (расторжение) Договора;

2) предоставление заявителю жилого помещения специализированного жилищного фонда Омской области по договору найма специализированных жилых помещений;

3) выезд заявителя на постоянное место жительство за пределы Омской области;

4) предоставление заявителю жилого помещения (выделение жилой площади) в рамках полного государственного обеспечения в соответствии с законодательством;

5) снятие инвалидности I, II группы в соответствии с законодательством;

6) истечение срока, на который установлена инвалидность I, II группы (в случае отсутствия переосвидетельствования);

7) приобретение заявителем жилого помещения в собственность либо приобретение права пользования жилым помещением на условиях договора социального найма;

8) представление заявителем в Министерство заявления о прекращении выплаты денежной компенсации при условии предъявления паспорта или иного документа, удостоверяющего личность;

9) смерть (признание безвестно отсутствующим, объявление умершим) заявителя;

10) непредставление платежных документов, предусмотренных подпунктом 10 пункта 4 настоящего Порядка, в срок, указанный в пункте 16 настоящего Порядка.

Заявитель вправе представить документы, предусмотренные подпунктом 8 настоящего пункта, в форме электронных документов (подписанных электронной подписью) в соответствии с требованиями федерального законодательства.

16. В случае наступления обстоятельств, предусмотренных подпунктами 1, 3 – 7 пункта 15 настоящего Порядка, заявитель обязан сообщить о таких обстоятельствах в Министерство в течение 10 календарных дней со дня их наступления.

17. В случае выплаты денежной компенсации после наступления обстоятельств, предусмотренных подпунктами 1 – 8 пункта 15 настоящего Порядка, в день, когда стало известно о наступлении этих обстоятельств, Министерство направляет заявителю уведомление о возврате денежной компенсации, выплаченной заявителю с момента наступления таких обстоятельств и до дня прекращения выплаты денежной компенсации (далее – излишне выплаченная денежная компенсация), в форме электронного документа (подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью) в соответствии с федеральным законодательством и (или) документа на бумажном носителе (по выбору заявителя).

Излишне выплаченная денежная компенсация подлежит возврату в областной бюджет в течение 30 календарных дней со дня получения заявителем уведомления, предусмотренного абзацем первым настоящего пункта.

В случае нарушения заявителем срока возврата излишне выплаченной денежной компенсации, установленного абзацем вторым настоящего пункта, в течение 30 календарных дней со дня истечения указанного срока Министерство обращается за взысканием излишне выплаченной денежной компенсации в порядке, установленном федеральным законодательством.

18. Днем прекращения выплаты денежной компенсации является день принятия Министерством решения о прекращении выплаты денежной компенсации.

Решение о прекращении выплаты денежной компенсации Министерство принимает в форме распоряжения в день, когда стало известно о наступлении обстоятельств, предусмотренных пунктом 15 настоящего Порядка.

Копия решения о прекращении выплаты денежной компенсации направляется заявителю в форме электронного документа (подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью) в соответствии с федеральным законодательством и (или) документа на бумажном носителе (по выбору заявителя) в течение 5 рабочих дней после принятия данного решения.

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года
г. Омск

№ 215-п

О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 15 октября 2013 года № 254-п

1. Внести в государственную программу Омской области «Развитие физической культуры и спорта и реализация мероприятий в сфере молодежной политики в Омской области», утвержденную постановлением Правительства Омской области от 15 октября 2013 года № 254-п, следующие изменения:

1) в строке «Объемы и источники финансирования государственной программы в целом и по годам ее реализации» таблицы раздела 1:

цифры «27 513 685 604,61» заменить цифрами «28 770 974 184,42»;
цифры «6 515 453 627,68» заменить цифрами «6 522 370 427,68»;
цифры «3 913 777 337,50» заменить цифрами «5 171 777 217,31»;
цифры «294 598 700,00» заменить цифрами «302 226 800,00»;
цифры «1 177 550 868,48» заменить цифрами «1 177 222 368,48»;
цифры «53 341 900,00» заменить цифрами «53 013 400,00»;
цифры «905 465 057,70» заменить цифрами «905 082 257,70»;
цифры «79 904 000,00» заменить цифрами «79 521 200,00»;
цифры «6 544 499 952,30» заменить цифрами «6 324 000 000,00»;
цифры «1 930 235 204,04» заменить цифрами «2 553 665 000,00»;

2) в разделе 6:

цифры «27 513 685 604,61» заменить цифрами «28 770 974 184,42»;
цифры «6 515 453 627,68» заменить цифрами «6 522 370 427,68»;
цифры «3 913 777 337,50» заменить цифрами «5 171 777 217,31»;
цифры «294 598 700,00» заменить цифрами «302 226 800,00»;
цифры «1 177 550 868,48» заменить цифрами «1 177 222 368,48»;
цифры «53 341 900,00» заменить цифрами «53 013 400,00»;
цифры «905 465 057,70» заменить цифрами «905 082 257,70»;
цифры «79 904 000,00» заменить цифрами «79 521 200,00»;
цифры «22 448 639 940,35» заменить цифрами «23 470 724 911,83»;
цифры «5 065 045 664,26» заменить цифрами «5 300 249 272,59»;
цифры «6 544 499 952,30» заменить цифрами «6 324 000 000,00»;
цифры «1 930 235 204,04» заменить цифрами «2 553 665 000,00»;

3) в приложении № 2 «Подпрограмма «Управление развитием отрасли физической культуры и спорта, в том числе развитие физической культуры, спорта высших достижений и системы подготовки спортивного резерва»:

- в строке «Объемы и источники финансирования подпрограммы в целом и по годам ее реализации» таблицы раздела 1:

цифры «22 448 639 940,35» заменить цифрами «23 470 724 911,83»;
цифры «6 352 434 218,00» заменить цифрами «6 351 411 118,00»;
цифры «3 503 752 948,50» заменить цифрами «4 526 549 219,98»;
цифры «294 598 700,00» заменить цифрами «294 286 900,00»;
цифры «833 714 253,43» заменить цифрами «833 385 753,43»;
цифры «53 341 900,00» заменить цифрами «53 013 400,00»;
цифры «797 193 262,70» заменить цифрами «796 810 462,70»;
цифры «79 904 000,00» заменить цифрами «79 521 200,00»;
цифры «6 537 038 448,23» заменить цифрами «6 324 000 000,00»;
цифры 1 929 419 786,67» заменить цифрами «2 553 665 000,00»;

- в разделе 6:

в абзаце сорок седьмом точку заменить точкой с запятой;

после абзаца сорок седьмого дополнить абзацами следующего содержания:

«3) количество муниципальных образований Омской области, в которых проведены мероприятия по материально-техническому оснащению (единиц).

Источник данных для расчета целевого индикатора – данные Минспорта Омской области.»;

в абзаце сто тринадцатом:

цифры «11 327 440 000,00» заменить цифрами «11 999 770 000,00»;
цифры «5 601 670 000,00» заменить цифрами «6 274 000 000,00»;

в абзаце сто восемьдесят девятом:

цифры «315 102 040,82» заменить цифрами «310 102 040,82»;
цифры «15 102 040,82» заменить цифрами «10 102 040,82»;

дополнить абзацами следующего содержания:

«13. Модернизация и эксплуатация плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем.

Целевой индикатор: количество модернизированных и эксплуатируемых плоскостных спортивных сооружений (единиц).

Значение целевого индикатора: количество модернизированных и эксплуатируемых плоскостных спортивных сооружений.

Источник данных для расчета целевого индикатора – данные Минспорта Омской области.»;

- в разделе 7:

цифры «22 448 639 940,35» заменить цифрами «23 470 724 911,83»;
цифры «6 352 434 218,00» заменить цифрами «6 351 411 118,00»;
цифры «3 503 752 948,50» заменить цифрами «4 526 549 219,98»;
цифры «294 598 700,00» заменить цифрами «294 286 900,00»;
цифры «833 714 253,43» заменить цифрами «833 385 753,43»;
цифры «53 341 900,00» заменить цифрами «53 013 400,00»;
цифры «797 193 262,70» заменить цифрами «796 810 462,70»;
цифры «79 904 000,00» заменить цифрами «79 521 200,00»;
цифры «6 537 038 448,23» заменить цифрами «6 324 000 000,00»;
цифры «1 929 419 786,67» заменить цифрами «2 553 665 000,00»;
цифры «11 327 440 000,00» заменить цифрами «11 999 770 000,00»;
цифры «2 083 842 075,79» заменить цифрами «2 756 172 075,79»;
цифры «315 102 040,82» заменить цифрами «310 102 040,82»;

- в разделе 10:

в пункте 1:

в абзаце пятом точку заменить точкой с запятой;

после абзаца пятого дополнить абзацем следующего содержания:

«5) модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем.»;

в абзаце втором пункта 2 слова «перечень прилагаемых документов,» исключить;

после пункта 2 дополнить пунктом 2.1 следующего содержания:

«2.1. Перечень документов, представляемых органами местного самоуправления Омской области в целях проведения отбора:

1) заявка на получение субсидии с указанием планируемого к получению размера субсидии;

2) заверенная копия муниципальной программы в соответствующей сфере деятельности, на софинансирование мероприятий которой предоставляется субсидия, мероприятия которой соответствуют требованиям государственной программы, в рамках которой предоставляется субсидия (заверенная выписка из такой муниципальной программы);

3) документ, подтверждающий наличие в бюджете муниципального образования Омской области (сводной бюджетной росписи местного бюджета) бюджетных ассигнований на исполнение расходных обязательств муниципального образования Омской области, в целях софинансирования которых планируется получение субсидии (при необходимости).»;

после пункта 5 дополнить пунктом 5.1 следующего содержания:

«5.1. Дополнительным критерием отбора муниципальных образований Омской области для предоставления субсидии на модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем, является наличие порядка предоставления субсидий из бюджета муниципального образования Омской области управляющим компаниям (организациям) на цели, соответствующие целям предоставления субсидии из областного бюджета бюджетам муниципальных образований Омской области.»;

пункт 6 изложить в следующей редакции:

«6. Условия предоставления субсидий определяются в соответствии с пунктом 3 статьи 139 Бюджетного кодекса Российской Федерации.»;

в пункте 12:

в подпункте 5 точку заменить точкой с запятой;

дополнить подпунктом 6 следующего содержания:

«6) в отношении субсидий на модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем, – количество модернизированных и эксплуатируемых плоскостных спортивных сооружений, единиц.»;

после пункта 28 дополнить пунктом 28.1 следующего содержания:

«28.1. Размер субсидии на модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем, определяется по формуле:

Ci = Пi x R, где:

Ci – размер субсидии i-му муниципальному образованию Омской области, руб.;

Пi – потребность в финансовых средствах i-го муниципального образования Омской области на модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем;

R – поправочный коэффициент, определяется по формуле:

R = Со / По, где:

Со – общий объем субсидий на модернизацию и эксплуатацию плоскостных спортивных сооружений, находящихся на территории муниципального образования Омской области, включая их оснащение спортивным оборудованием и инвентарем, руб.;

По – общая потребность муниципальных образований Омской области, прошедших отбор.

Если Со / По < 1, то R = Со / По, если Со / По ≥ 1, то R = 1.»;

4) в приложении № 3 «Подпрограмма «Новое поколение»:

- в строке «Объемы и источники финансирования подпрограммы в целом и по годам ее реализации» таблицы раздела 1:

цифры «5 065 045 664,26» заменить цифрами «5 300 249 272,59»;

цифры «163 019 409,68» заменить цифрами «170 959 309,68»;

слова «2022 год – 410 024 389,00 руб., из них за счет поступлений в областной бюджет целевого характера – 0,00 руб.» заменить словами «2022 год – 645 227 997,33 руб., из них за счет поступлений в областной бюджет целевого характера – 7 939 900,00 руб.»;

- раздел 6 после абзаца сто восьмого дополнить абзацем следующего содержания:

«Значение целевого индикатора начиная с 2022 года определяется как отношение количества детей Омской области в возрасте от 6 до 18 лет, направленных на отдых в каникулярное время в организации отдыха детей и их оздоровления за счет субсидий местным бюджетам из областного бюджета, к общей численности детей от 6 до 18 лет, проживающих на территории муниципальных образований Омской области (процентов).»;

- в разделе 7:

абзац первый изложить в следующей редакции:

«Общий объем финансирования подпрограммы составляет 5 300 249 272,59 руб., из них за счет поступлений в областной бюджет целевого характера – 170 959 309,68 руб., в том числе:»;

абзац десятый изложить в следующей редакции:

«2022 год – 645 227 997,33 руб., из них за счет поступлений в областной бюджет целевого характера – 7 939 900,00 руб.;»;

- в разделе 10:

в пункте 4 слова «перечень прилагаемых документов,» исключить;

после пункта 4 дополнить пунктом 4.1 следующего содержания:

«4.1. Перечень документов, представляемых органами местного самоуправления Омской области в целях проведения отбора:

1) заявка на получение субсидии с указанием планируемого к получению размера субсидии;

2) заверенная копия муниципальной программы в соответствующей сфере деятельности, на софинансирование мероприятий которой предоставляется субсидия, мероприятия которой соответствуют требованиям государственной программы, в рамках которой предоставляется субсидия (заверенная выписка из такой муниципальной программы);

3) документ, подтверждающий наличие в бюджете муниципального образования Омской области (сводной бюджетной росписи местного бюджета) бюджетных ассигнований на исполнение расходных обязательств муниципального образования Омской области, в целях софинансирования которых планируется получение субсидии (при необходимости).»;

пункт 6 изложить в следующей редакции:

«6. Условия предоставления субсидий определяются в соответствии с пунктом 3 статьи 139 Бюджетного кодекса Российской Федерации.»;

пункт 14 дополнить абзацем следующего содержания:

«При увеличении объемов бюджетных ассигнований на предоставление субсидии на организацию и осуществление мероприятий по работе с детьми и молодежью в каникулярное время (далее в настоящем абзаце – субсидия) в течение финансового года и в случае невозможности определения размера субсидии по формуле, обозначенной в абзаце третьем пункта 19 настоящего раздела, в том числе по причине изменения требований действующего санитарного законодательства, размер субсидии определяется на основании представленных муниципальными образованиями Омской области расчетов затрат в порядке, установленном Минспортом Омской области.»;

5) приложение № 4 «Структура государственной программы Омской области «Развитие физической культуры и спорта и реализация мероприятий в сфере молодежной политики в Омской области» изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему постановлению.

2. Пункты 28 – 37 раздела 10 приложения № 2 «Подпрограмма «Управление развитием отрасли физической культуры и спорта, в том числе развитие физической культуры, спорта высших достижений и системы подготовки спортивного резерва» к государственной программе Омской области «Развитие физической культуры и спорта и реализация мероприятий в сфере молодежной политики в Омской области», утвержденной постановлением Правительства Омской области от 15 октября 2013 года № 254-п, не применяются с 1 января по 31 декабря 2022 года в отношении субсидий бюджетам муниципальных образований Омской области, источником финансового обеспечения которых являются субсидии из федерального бюджета областному бюджету и средства областного бюджета, являющиеся обязательной долей софинансирования к ним, в целях софинансирования строительства (реконструкции, в том числе с элементами реставрации, технического перевооружения) объектов капитального строительства муниципальной собственности, приобретения объектов недвижимого имущества в муниципальную собственность.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

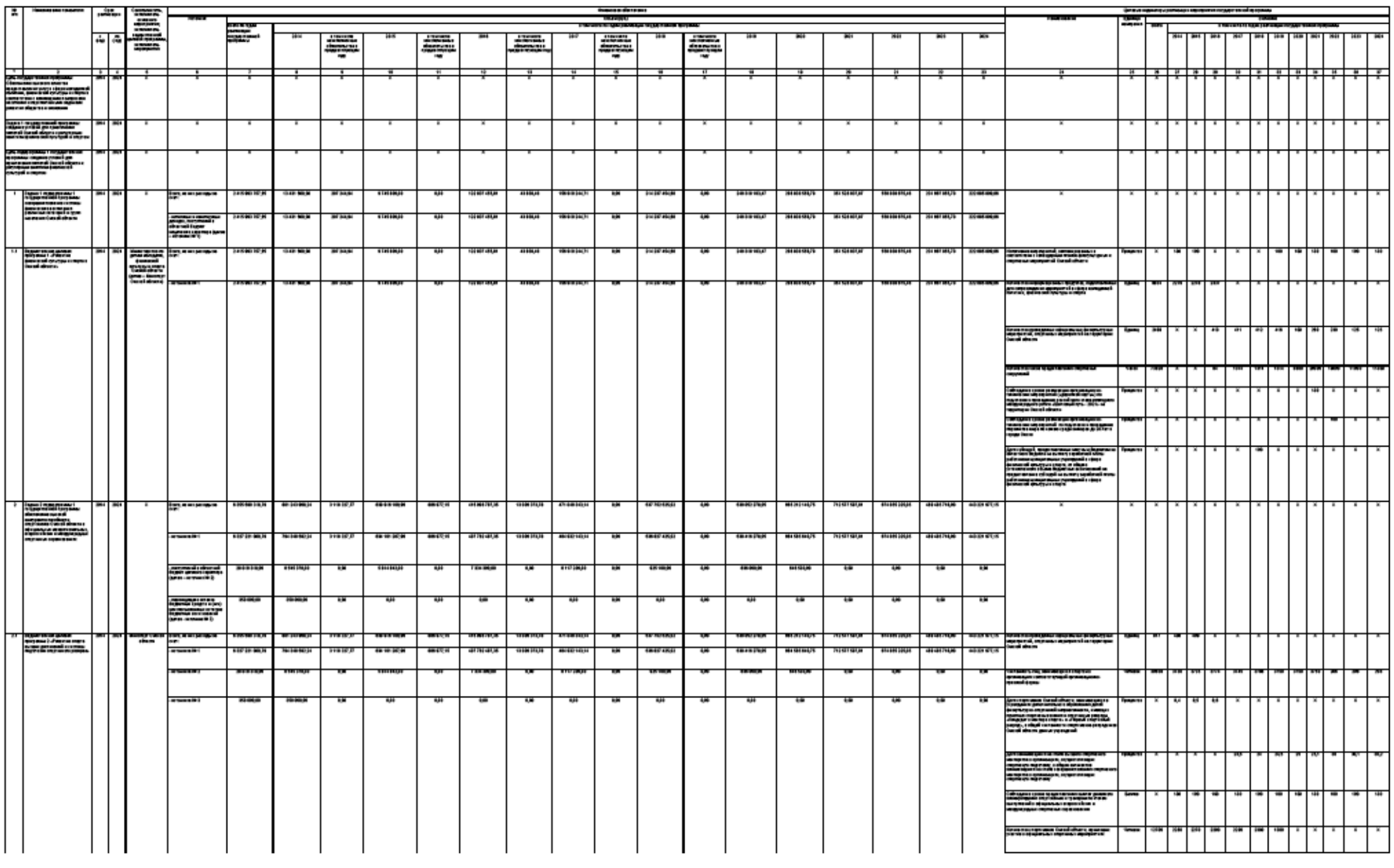
Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 215-п «О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 15 октября 2013 года № 254-п» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к постановлению Правительства Омской области
от 04.05.2022 № 215-п

«Приложение № 4
к государственной программе Омской области «Развитие физической культуры и спорта
и реализация мероприятий в сфере молодежной политики в Омской области»

СТРУКТУРА

государственной программы Омской области «Развитие физической культуры и спорта и реализация мероприятий в сфере молодежной политики в Омской области» (далее – государственная программа)



Официально

Официально

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года
г. Омск

№ 216-п

О выделении средств из резервного фонда Правительства Омской области

В соответствии с пунктами 4, 5 статьи 81 Бюджетного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Омской области от 5 декабря 2007 года № 155-п «Об утверждении Порядка использования бюджетных ассигнований резервного фонда Правительства Омской области», пунктом 4 Правил предоставления и методики распределения иных межбюджетных трансфертов из бюджета Омской области бюджетам муниципальных образований Омской области за счет средств резервного фонда Правительства Омской области, утвержденных постановлением Правительства Омской области от 10 марта 2021 года № 78-п, в целях финансового обеспечения непредвиденных расходов на оказание разовой материальной помощи гражданам, дома и имущество которых пострадали в результате пожаров, Правительство Омской области постановляет:

1. Министерству региональной безопасности Омской области:

1) обеспечить представление в Министерство финансов Омской области документов, необходимых для финансового обеспечения непредвиденных расходов на оказание разовой материальной помощи гражданам, дома и имущество которых пострадали в результате пожаров, в сумме 2 275 000 рублей;

2) в месячный срок после проведения мероприятия, указанного в подпункте 1 пункта 1 настоящего постановления, представить отчет в Министерство финансов Омской области о целевом использовании выделенных средств из резервного фонда Правительства Омской области.

2. Министерству финансов Омской области организовать санкционирование оплаты денежных обязательств, предусматривающих расходы областного бюджета в сумме 2 275 000 рублей, в связи с реализацией настоящего постановления за счет средств, предусмотренных пунктом 15 приложения № 7 к Закону Омской области «Об областном бюджете на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов» (главный распорядитель средств областного бюджета 016, раздел 01, подраздел 11, целевая статья расходов 99 1 01 1 997 0, вид расходов 870), на финансовое обеспечение непредвиденных расходов в связи с оказанием разовой материальной помощи гражданам, дома и имущество которых пострадали в результате пожаров, в форме иных межбюджетных трансфертов бюджетам муниципальных образований Омской области согласно приложению к настоящему постановлению.

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на первого заместителя Председателя Правительства Омской области В. П. Бойко.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 216-п «О выделении средств из резервного фонда Правительства Омской области» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Приложение
к постановлению Правительства Омской области
от 4 мая 2022 года № 216-п

СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ
непредвиденных расходов бюджетных средств на оказание разовой материальной помощи гражданам, дома и имущество которых пострадали в результате пожаров

№ п/п	Наименование муниципального образования Омской области	Получатель	Наименование расходов	Сумма (рублей)
1	2	3	4	5
1	Азовский немецкий национальный муниципальный район Омской области	Ищенко Михаил Иванович	Оказание разовой материальной помощи	50 000
2	Азовский немецкий национальный муниципальный район Омской области	Лихтенвальд Федор Андреевич	Оказание разовой материальной помощи	50 000
3	Большереченский муниципальный район Омской области	Петров Геннадий Тимофеевич	Оказание разовой материальной помощи	80 000
4	Большеуковский муниципальный район Омской области	Степанов Александр Михайлович	Оказание разовой материальной помощи	60 000
5	Горьковский муниципальный район Омской области	Кайзер Виктория Викторовна	Оказание разовой материальной помощи	100 000
6	Знаменский муниципальный район Омской области	Репин Степан Владимирович	Оказание разовой материальной помощи	100 000
7	Исилькульский муниципальный район Омской области	Глинка Галина Петровна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
8	Исилькульский муниципальный район Омской области	Чувайлов Николай Васильевич	Оказание разовой материальной помощи	40 000
9	Калачинский муниципальный район Омской области	Позднякова Людмила Геннадьевна	Оказание разовой материальной помощи	100 000
10	Колосовский муниципальный район Омской области	Деобальдт Галина Михайловна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
11	Любинский муниципальный район Омской области	Клат Александр Юрьевич	Оказание разовой материальной помощи	60 000
12	Марьяновский муниципальный район Омской области	Дауксте Сергей Антонович	Оказание разовой материальной помощи	50 000
13	Марьяновский муниципальный район Омской области	Дворецкая Галина Александровна	Оказание разовой материальной помощи	50 000
14	Москаленский муниципальный район Омской области	Бардюк Виктор Николаевич	Оказание разовой материальной помощи	80 000
15	Москаленский муниципальный район Омской области	Власова Анида Ринатовна	Оказание разовой материальной помощи	15 000
16	Называевский муниципальный район Омской области	Карнюшина Валентина Вильгельмовна	Оказание разовой материальной помощи	50 000
17	Нововаршавский муниципальный район Омской области	Радченко Альвина Давыдовна	Оказание разовой материальной помощи	50 000
18	Одесский муниципальный район Омской области	Козачок Валентина Викторовна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
19	Одесский муниципальный район Омской области	Копылова Ирина Александровна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
20	Омский муниципальный район Омской области	Вологдин Максим Иванович	Оказание разовой материальной помощи	100 000
21	Омский муниципальный район Омской области	Гарферт Анна Андреевна	Оказание разовой материальной помощи	70 000
22	Омский муниципальный район Омской области	Кузнецов Виктор Владимирович	Оказание разовой материальной помощи	70 000
23	Омский муниципальный район Омской области	Писарева Юлия Николаевна	Оказание разовой материальной помощи	40 000
24	Павлоградский муниципальный район Омской области	Вологов Сергей Петрович	Оказание разовой материальной помощи	50 000
25	Полтавский муниципальный район Омской области	Иващенко Василий Васильевич	Оказание разовой материальной помощи	100 000
26	Полтавский муниципальный район Омской области	Приходько Светлана Александровна	Оказание разовой материальной помощи	50 000
27	Седельниковский муниципальный район Омской области	Ганак Галина Алексеевна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
28	Тарский муниципальный район Омской области	Степанов Николай Васильевич	Оказание разовой материальной помощи	70 000
29	Тевризский муниципальный район Омской области	Львова Августа Константиновна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
30	Тевризский муниципальный район Омской области	Тарута Наталья Васильевна	Оказание разовой материальной помощи	80 000
31	Тевризский муниципальный район Омской области	Терешонок Федор Алексеевич	Оказание разовой материальной помощи	80 000
32	Черлакский муниципальный район Омской области	Дорошев Юрий Геннадьевич	Оказание разовой материальной помощи	100 000
33	Шербакульский муниципальный район Омской области	Чудопал Татьяна Александровна	Оказание разовой материальной помощи	50 000
ИТОГО:				2 275 000

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 217-п
г. Омск

О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 557-п

Внести в Положение о региональном государственном контроле (надзоре) в области долевого строительства многоквартирных домов и (или) иных объектов недвижимости, утвержденное постановлением Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 557-п, следующие изменения:

1. В абзаце первом пункта 15 слово «объявленное» заменить словом «объявленного».

2. В пункте 16 слова «и письменного консультирования» заменить словами «посредством видео-конференц-связи, письменного консультирования либо в ходе проведения профилактического мероприятия, контрольного (надзорного) мероприятия».

3. В пункте 26:

1) в подпункте 2 точку заменить точкой с запятой;

2) дополнить подпунктом 3 следующего содержания:

«3) иные действия, предусмотренные частью 1 статьи 74 Закона о контроле.».

4. В пункте 27:

1) в абзаце втором слова «20-го числа» заменить словами «28-го числа»;

2) в абзаце третьем цифры «12» заменить цифрами «20».

5. Раздел V дополнить пунктом 29.1 следующего содержания:

«29.1. Акт документарной проверки, предписание об устранении выявленных нарушений обязательных требований направляются контролируемому лицу не позднее 3 рабочих дней со дня их составления в порядке, предусмотренном частями 4, 5 статьи 21 Закона о контроле.».

6. Пункт 36 изложить в следующей редакции:

«36. Индикативными показателями Регионального контроля являются:

1) количество внеплановых контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных за отчетный период;

2) количество внеплановых контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных на основании выявления соответствия объекта Регионального контроля параметрам, утвержденным индикаторами риска нарушения обязательных требований, или отклонения объекта Регионального контроля от таких параметров, за отчетный период;

3) общее количество контрольных (надзорных) мероприятий с взаимодействием, проведенных за отчетный период;

4) количество контрольных (надзорных) мероприятий с взаимодействием по каждому виду контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных за отчетный период;

5) количество контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных с использованием средств дистанционного взаимодействия, за отчетный период;

6) количество обязательных профилактических визитов, проведенных за отчетный период;

7) количество предостережений, объявленных за отчетный период;

8) количество контрольных (надзорных) мероприятий, по результатам которых выявлены нарушения обязательных требований, за отчетный период;

9) количество контрольных (надзорных) мероприятий, по итогам которых возбуждены дела об административных правонарушениях, за отчетный период;

10) сумма административных штрафов, наложенных по результатам контрольных (надзорных) мероприятий, за отчетный период;

11) общее количество учтенных объектов Регионального контроля на конец отчетного периода;

12) количество учтенных объектов Регионального контроля, отнесенных к категориям риска, по каждой из категорий риска на конец отчетного периода;

13) количество учтенных контролируемых лиц на конец отчетного периода;

14) количество учтенных контролируемых лиц, в отношении которых проведены контрольные (надзорные) мероприятия, на конец отчетного периода;

15) общее количество жалоб, поданных контролируемыми лицами в досудебном порядке, за отчетный период;

16) количество жалоб, в отношении которых Главным управлением был нарушен срок рассмотрения, за отчетный период;

17) количество жалоб, поданных контролируемыми лицами в досудебном порядке, по итогам рассмотрения которых принято решение о полной либо частичной отмене решения Главного управления либо о признании действий (бездействия) должностных лиц недействительными, за отчетный период;

18) количество исковых заявлений об оспаривании решений, действий (бездействия) должностных лиц, направленных контролируемыми лицами в судебном порядке, за отчетный период;

19) количество исковых заявлений об оспаривании решений, действий (бездействия) должностных лиц, направленных контролируемыми лицами в судебном порядке, по которым принято решение об удовлетворении заявленных требований, за отчетный период;

20) количество контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных с грубым нарушением требований к организации и осуществлению Регионального контроля и результаты которых были признаны недействительными и (или отменены), за отчетный период.».

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 217-п «О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 557-п» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 218-п
г. Омск

О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 558-п

Внести в Положение о региональном государственном контроле (надзоре) за деятельностью жилищно-строительного кооператива, связанной с привлечением средств членов кооператива для строительства многоквартирного дома, утвержденное постановлением Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 558-п, следующие изменения:

1. В пункте 25:

1) в подпункте 2 точку заменить точкой с запятой;

2) дополнить подпунктом 3 следующего содержания:

«3) иные действия, предусмотренные частью 1 статьи 74 Закона о контроле.».

2. В пункте 26:

1) в абзаце первом слова «предусмотренные пунктом 25» заменить словами «предусмотренные подпунктами 1, 2 пункта 25»;

2) в абзаце втором цифры «12» заменить цифрами «20».

3. Раздел V дополнить пунктом 28.1 следующего содержания:

«28.1. Акт документарной проверки, предписание об устранении выявленных нарушений обязательных требований направляются контролируемому лицу не позднее 3 рабочих дней с момента их составления в порядке, предусмотренном частями 4, 5 статьи 21 Закона о контроле.».

4. Пункт 35 изложить в следующей редакции:

«35. Индикативными показателями Регионального контроля являются:

1) количество внеплановых контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных за отчетный период;

2) количество внеплановых контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных на основании выявления соответствия объекта контроля параметрам, утвержденным индикаторами риска нарушения обязательных требований, или отклонения объекта контроля от таких параметров, за отчетный период;

3) общее количество контрольных (надзорных) мероприятий с взаимодействием, проведенных за отчетный период;

4) количество контрольных (надзорных) мероприятий с взаимодействием по каждому виду контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных за отчетный период;

5) количество контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных с использованием средств дистанционного взаимодействия, за отчетный период;

6) количество обязательных профилактических визитов, проведенных за отчетный период;

7) количество предостережений, объявленных за отчетный период;

8) количество контрольных (надзорных) мероприятий, по результатам которых выявлены нарушения обязательных требований, за отчетный период;

9) количество контрольных (надзорных) мероприятий, по итогам которых возбуждены дела об административных правонарушениях, за отчетный период;

10) сумма административных штрафов, наложенных по результатам контрольных (надзорных) мероприятий, за отчетный период;

11) общее количество учтенных объектов контроля на конец отчетного периода;

12) количество учтенных объектов контроля, отнесенных к категориям риска, по каждой из категорий риска на конец отчетного периода;

13) количество учтенных контролируемых лиц на конец отчетного периода;

14) количество учтенных контролируемых лиц, в отношении которых проведены контрольные (надзорные) мероприятия, на конец отчетного периода;

15) общее количество жалоб, поданных контролируемыми лицами в досудебном порядке, за отчетный период;

16) количество жалоб, в отношении которых Главным управлением был нарушен срок рассмотрения, за отчетный период;

17) количество жалоб, поданных контролируемыми лицами в досудебном порядке, по итогам рассмотрения которых принято решение о полной либо частичной отмене решения Главного управления либо о признании действий (бездействия) должностных лиц Главного управления недействительными, за отчетный период;

18) количество исковых заявлений об оспаривании решений, действий (бездействия) должностных лиц Главного управления, направленных контролируемыми лицами в судебном порядке, за отчетный период;

19) количество исковых заявлений об оспаривании решений, действий (бездействия) должностных лиц Главного управления, направленных контролируемыми лицами в судебном порядке, по которым принято решение об удовлетворении заявленных требований, за отчетный период;

20) количество контрольных (надзорных) мероприятий, проведенных с грубым нарушением требований к организации и осуществлению Регионального контроля и результаты которых были признаны недействительными и (или отменены), за отчетный период.».

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 218-п «О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 24 ноября 2021 года № 558-п» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Правительство Омской области
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 4 мая 2022 года № 219-п
г. Омск

О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 29 января 2014 года № 8-п

1. Внести в Порядок предоставления за счет средств областного бюджета субсидий на финансовое обеспечение (возмещение) затрат юридических лиц (за исключением государственных (муниципальных) учреждений) и индивидуальных предпринимателей в сфере экономической политики, утвержденный постановлением Правительства Омской области от 29 января 2014 года № 8-п (далее – Порядок), следующие изменения:

1) пункт 1 дополнить абзацем следующего содержания:

«В 2022 году субсидии предоставляются с учетом положений пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 5 апреля 2022 года № 590 «О внесении изменений в общие требования к нормативным правовым актам, муниципальным правовым актам, регулирующим предоставление субсидий, в том числе грантов в форме субсидий, юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям, а также физическим лицам – производителям товаров, работ, услуг и об особенностях предоставления указанных субсидий и субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации в 2022 году».»;

2) в пункте 7:

- абзацы первый, второй изложить в следующей редакции:

«7. Объявление о проведении отбора в срок не позднее 1 календарного дня до даты начала подачи заявок, определяемой Министерством, размещается на едином портале (в случае проведения отбора в государственной интегрированной информационной системе управления общественными финансами «Электронный бюджет» (далее – система «Электронный бюджет»)) или на ином сайте, на котором обеспечивается проведение отбора (с размещением указателя страницы сайта на едином портале), а также на официальном сайте Министерства в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» по адресу http://mec.omskportal.ru/oiv/mec (далее – официальный сайт) и содержит:

1) сроки проведения отбора;»;

- после абзаца второго дополнить абзацем следующего содержания:

«1.1) дату начала подачи или окончания приема заявок, которая не может быть ранее 30-го календарного дня, следующего за днем размещения объявления о проведении отбора;»;

- абзац четвертый изложить в следующей редакции:

«3) указатели страниц системы «Электронный бюджет» или иного сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», на котором обеспечивается проведение отбора;»;

- абзац тринадцатый изложить в следующей редакции:

«12) дату размещения результатов отбора на едином портале (в случае проведения отбора в системе «Электронный бюджет») или на ином сайте, на котором обеспечивается про-

ведение отбора (с размещением указателя страницы сайта на едином портале), а также на официальном сайте, которая не может быть позднее 14-го календарного дня, следующего за днем определения победителя (победителей) отбора в соответствии с результатами отбора и решением о предоставлении субсидии.»;

3) в пункте 8:

- подпункт 1 дополнить словами «(в 2022 году у хозяйствующего субъекта может быть неисполненная обязанность по уплате налогов, сборов, страховых взносов, пеней, штрафов, процентов, подлежащих уплате в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, не превышающая 300 тыс. рублей)»;

- подпункт 3 изложить в следующей редакции:

«3) отсутствие на дату подачи заявки у юридических лиц статуса иностранных юридических лиц, а также статуса российских юридических лиц, в уставном (складочном) капитале которых доля прямого или косвенного (через третьих лиц) участия иностранных юридических лиц, в том числе местом регистрации которых является государство или территория, включенные в утверждаемый Министерством финансов Российской Федерации перечень государств и территорий, используемых для промежуточного (офшорного) владения активами в Российской Федерации, в совокупности превышает 25 процентов (если иное не предусмотрено законодательством Российской Федерации);»;

- в подпункте 5 точку заменить точкой с запятой;

- дополнить подпунктами 6, 7 следующего содержания:

«6) на дату подачи заявки хозяйствующий субъект не должен находиться в реестре недобросовестных поставщиков (подрядчиков, исполнителей) в связи с отказом от исполнения заключенных государственных (муниципальных) контрактов о поставке товаров, выполнении работ, оказании услуг по причине введения политических или экономических санкций иностранными государствами, совершающими недружественные действия в отношении Российской Федерации, граждан Российской Федерации или российских юридических лиц, и (или) введением иностранными государствами, государственными объединениями и (или) союзами и (или) государственными (межгосударственными) учреждениями иностранных государств или государственных объединений и (или) союзов мер ограничительного характера (требование применяется в 2022 году);

7) на дату подачи заявки хозяйствующий субъект не должен находиться в перечне организаций и физических лиц, в отношении которых имеются сведения об их причастности к экстремистской деятельности или терроризму, либо в перечне организаций и физических лиц, в отношении которых имеются сведения об их причастности к распространению оружия массового уничтожения.»;

4) абзац первый пункта 15 изложить в следующей редакции:

«15. В течение 14 календарных дней со дня подписания протокола Министерство размещает на едином портале (в случае проведения отбора в системе «Электронный бюджет») или на ином сайте, на котором обеспечивается проведение отбора (с размещением указателя страницы сайта на едином портале), и официальном сайте информацию о результатах отбора, которая включает:»;

5) подпункты 6, 7 пункта 16 изложить в следующей редакции:

«6) согласие хозяйствующего субъекта в соответствии с пунктом 5 статьи 78 Бюджетного кодекса Российской Федерации на осуществление в отношении него Министерством проверок соблюдения им порядка и условий предоставления субсидий, в том числе в части достижения результатов их предоставления, а также проверок органами государственного финансового контроля в соответствии со статьями 268.1 и 269.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации;

7) согласие лиц, являющихся поставщиками (подрядчиками, исполнителями) по договорам (соглашениям), заключенным в целях исполнения обязательств по соглашению (далее соответственно – получатели средств субсидии, Договор), в соответствии с пунктом 5 статьи 78 Бюджетного кодекса Российской Федерации на осуществление в отношении них Министерством проверок соблюдения ими порядка и условий предоставления субсидий, в том числе в части достижения результатов их предоставления, а также проверок органами государственного финансового контроля в соответствии со статьями 268.1 и 269.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации (в случае предоставления субсидии на финансовое обеспечение затрат на мероприятия). Данное условие подлежит включению в Договор;»;

6) подпункт 2 пункта 27 после слов «отчет о достижении» дополнить словом «значения»;

7) в названии раздела V слова «контроля за соблюдением условий, цели» заменить словами «контроля (мониторинга) за соблюдением условий»;

8) пункт 28 изложить в следующей редакции:

«28. В отношении хозяйствующих субъектов, получателей средств субсидии:

1) Министерством осуществляются проверки соблюдения ими порядка и условий предоставления субсидий, в том числе в части достижения результата предоставления субсидий;

2) органами государственного финансового контроля осуществляются проверки в соответствии со статьями 268.1 и 269.2 Бюджетного кодекса Российской Федерации.»;

9) дополнить пунктом 28.1 следующего содержания:

«28.1. Проведение мониторинга достижения результата предоставления субсидии исходя из достижения значения результата предоставления субсидии, определенного соглашением, и событий, отражающих факт завершения соответствующего мероприятия по получению результата предоставления субсидии (контрольная точка), осуществляется в порядке и по формам, которые установлены Министерством финансов Российской Федерации.»;

10) в пункте 29:

- в абзаце первом слова «(за исключением условия, установленного подпунктом 5 пункта 16 настоящего Порядка)» исключить;

- абзац второй изложить в следующей редакции:

«В случае недостижения хозяйствующим субъектом значения результата предоставления субсидии, предусмотренного пунктом 20 настоящего Порядка, возврату в областной бюджет подлежит субсидия в размере, определяемом по формуле:»;

11) дополнить пунктом 29.1 следующего содержания:

«29.1. В случае нарушения хозяйствующим субъектом (получателями средств субсидии) условия предоставления субсидии, установленного подпунктом 3 пункта 16 настоящего Порядка, возврату в областной бюджет подлежит субсидия (средства субсидии) в сумме, израсходованной не по целевому назначению.

В случае использования субсидии (средств субсидии) на приобретение иностранной валюты в нарушение условия, предусмотренного подпунктом 8 пункта 16 настоящего Порядка, субсидия (средства субсидии) подлежит возврату в областной бюджет в сумме, использованной на приобретение иностранной валюты.»;

12) в пункте 30 слова «, часть субсидии (средства субсидии) подлежат» заменить словами «(средства субсидии) подлежит»;

13) в пункте 33 слова «части субсидии,» исключить.

2. Положения подпункта 3 пункта 8, пункта 28.1 Порядка (в редакции настоящего постановления) применяются в отношении субсидий, предоставляемых в соответствии с Порядком, начиная с 1 января 2023 года.

Положения абзацев первого, четвертого, тринадцатого пункта 7, пункта 15 Порядка (в редакции настоящего постановления) применяются в отношении субсидий, предоставляемых в соответствии с Порядком, начиная с 1 января 2025 года.

Исполняющий обязанности Председателя Правительства Омской области
В. П. БОЙКО.

Постановление Правительства Омской области от 4 мая 2022 года № 219-п «О внесении изменений в постановление Правительства Омской области от 29 января 2014 года № 8-п» было впервые опубликовано на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 06.05.2022 года.

Конкурсы

ВНИМАНИЕ, ГАЗОПРОВОД ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ!

Руководители предприятий, строительно-монтажных организаций, городских и сельских администраций, граждане!

На территории Омского, Калачинского, Кормиловского, Крутинского, Тюкалинского, Любинского, Саргатского, Таврического, Москаленского, Марьяновского районов проложена сеть магистральных газопроводов (МГ) высокого давления (55–75 кгс/см²) диаметром DN от 50 до 1200 (включительно). Все газопроводы расположены на глубине 0,8–1,2 м от поверхности земли. Места прохождения, а также пересечения МГ с автомобильными и железными дорогами и другими коммуникациями обозначены информационными знаками.

Для обеспечения безопасности населенные пункты, дачные поселки, отдельные предприятия, отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей должны размещаться не ближе установленных СП 36.13330.2012 **минимально допустимых расстояний** от оси МГ (до 350 м в зависимости от диаметра). В пределах зоны минимально допустимых расстояний не допускается строительство каких бы то ни было зданий и сооружений.

Для исключения возможности повреждения газопровода Правилами охраны МГ установлена **охранная зона**, равная 25 м от оси газопровода в обе стороны.

В охранных зонах магистральных газопроводов ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

Возводить любые постройки и сооружения. Высаживать деревья и кустарники всех видов, производить добычу рыбы, располагать полевые станы, загоны для скота и др.

Должностные лица и граждане, виновные в нарушении минимально допустимых расстояний и охранной зоны МГ и совершившие действия, приведшие к повреждению объектов МГ, привлекаются к ответственности в установленном законом порядке.

Все работы в охранной зоне МГ проводятся с письменного разрешения Омского ЛПУМГ, для согласования работ обращаться по адресу:

644516, Омская область, Омский район, п. Ключи, ул. Примыкания, 1.
Омское линейно-производственное управление магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск».
Приемная: (3812) 94-08-17. Диспетчер (круглосуточно): (3812) 94-08-15.

ООО «Омскгазсеть» сообщает, что информация, подлежащая раскрытию в соответствии с постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 № 872 и с приказом ФАС от 18.01.2019 г. № 38/19, по приложениям № 4, 5, 6, 10 (факт за апрель 2022 г., план на июнь 2022 г.), размещена на сайте http://omskgazset.ru/ 11.05.2022 г.

Материалы по раскрытию информации ООО «Газпромнефть-Энергосервис» как субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по транспортировке газа по трубопроводам, размещены на официальном сайте ООО «Газпромнефть-Энергосервис» по ссылке https://energyservice.gazprom-neft.ru/information-disclosure/2022-god

Омский Вестник областная газета

Только у нас
* Все законы Омской области
* Новые назначения в областном правительстве
* Доклады Уполномоченного Омской области по правам человека
* Ежегодные отчеты и результаты проверок Контрольно-счетной палаты Омской области
* Продажа и аренда земельных участков
* Элитные вакансии
* Конкурсы, торги, аукционы

Информация Акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 11»

Публикуется на основании Постановления Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении Стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»

Годовая финансовая (бухгалтерская) отчетность, а также аудиторское заключение АО «ТГК-11»

Годовая финансовая (бухгалтерская) отчетность, а также аудиторское заключение АО «ТГК-11» за 2021 год размещены на официальном сайте АО «ТГК-11» по адресу: http://www.tgk11.com/about/shareholders/finance/

Структура и объем затрат АО «ТГК-11» на производство и реализацию товаров (работ, услуг) по итогам 2021 года

млн руб.

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	21 874
	электроэнергии, мощности	12 478
	теплоэнергии	8 649
	прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера	747
2	Затраты	17 836
	электроэнергии, мощности	8 466
	теплоэнергии	8 202
	прочих товаров, продукции, работ, услуг промышленного характера	643
	коммерческие расходы	30
	управленческие и административные расходы	494
3	Прибыль от продаж	4 038
4	Чистая прибыль(убыток)	3 792

Применение метода доходности инвестированного капитала при государственном регулировании тарифов в отношении субъектов рынков электрической энергии:

Метод доходности инвестированного капитала при государственном регулировании тарифов для АО «ТГК-11» не применяется.

Информация по предложению о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования (при применении метода доходности инвестированного капитала или метода долгосрочной необходимой валовой выручки), подлежащих регулированию в соответствии с Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178.

Данные методы регулирования для АО «ТГК-11» не применяются (предложения не направляются).

Информация о тарифах на поставку электрической энергии с указанием решения уполномоченного федерального органа исполнительной власти и (или) органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации об установлении тарифов и источника официального опубликования такого решения:

Информация о тарифах на поставку электрической энергии АО «ТГК-11» на 2021 год и 2022 год размещена на официальном сайте АО «ТГК-11», по адресу: http://www.tgk11.com/users/electricity-tariffs/.

Информация АО «ТГК-11» за 2021 г. о выбросах загрязняющих веществ, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, и мероприятиях по их сокращению на 2022 года.

№ п/п	Экологические показатели	Единица измерения	2021	2022	
			Факт по итогам года	Наименование мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ	План/цель
1	Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:			1. Техническое перевооружение электрофильтра котлоагрегата ст. № 6	Достижение целевого показателя по выбросам золы углей
	1. оксид азота	тонны	21 355,7		
	2. диоксид серы	тонны	32 593,4		
	3. твердые вещества	тонны	21 655,4		
	4. летучие органические вещества	тонны	3,71		
	5. оксид углерода	тонны	320,4		
	6. углероды (без летучих органических соединений)	тонны	28,6	2. Техническое перевооружение электрофильтра котлоагрегата ст. № 7	Достижение целевого показателя по выбросам золы
	Итого:	тонны	75 957,3		

Информация об инвестиционной программе в 2021 году (всего по инвестиционной программе).

Наименование инвестиционной программы, сроки начала и окончания реализации инвестиционной программы	Дата утверждения инвестиционной программы	Цели инвестиционной программы	Наименование органа исполнительной власти, утвердившего инвестиционную программу	Информация об использовании инвестиционных средств за отчетный год		
				Наименование мероприятия	Сведения об использовании инвестиционных средств за отчетный год (тыс. руб.)	Источник финансирования инвестиционной программы
Инвестиционная программа АО «ТГК-11» на 2021 год	Протокол СД АО «ТГК-11» от 28 декабря 2020 года № 374	Осуществление реконструкции, модернизации, технического перевооружения и нового строительства производственных объектов	нет			
				Строительство золоотвала (Основной золоотвал. Строительство секции 4А) ТЭЦ-5	349 206	амортизация
				Дополнительные мероприятия по проекту модернизация турбоагрегата № 7 ТЭЦ-4	259 788	амортизация
				Модернизация турбоагрегата № 7 (КОММОД) ТЭЦ-4	181 441	амортизация
				Модернизация градирни № 3 ТЭЦ-4	146 951	амортизация
				Техническое перевооружение трубопроводов пара высокого давления секций № 2, 3 главного паропровода ТЭЦ-5	60 945	амортизация
				Техническое перевооружение аккумуляторного бака № 1 ТЭЦ-5	56 527	амортизация
				Техническое перевооружение мазутного хозяйства с заменой вертикальных мазутных резервуаров ст. № 3,4 ТЭЦ-4	51 254	амортизация
				Техническое перевооружение насосного оборудования мазутного хозяйства котельного цеха ТЭЦ-5	41 670	амортизация
				Техническое перевооружение электрофильтра котлоагрегата ст. № 7 ТЭЦ-5	29 916	амортизация
				Техническое перевооружение химического цеха с монтажом узла нейтрализации ТЭЦ-3	25 933	амортизация
				Техническое перевооружение закрытого распределительного устройства- 110 кВ с заменой оборудования автотрансформатора 7АТ ТЭЦ-4	24 726	амортизация
				Техническое перевооружение автоматизации технологического процесса площадки подсобного хозяйства химического цеха ТЭЦ-4	22 914	амортизация
				Техническое перевооружение оборудования химического цеха ТЭЦ-3	21 643	амортизация
				Монтаж шумоглушителей на котлоагрегатах ТЭЦ-5	18 766	амортизация
				Техническое перевооружение схемы выдачи тепловой мощности (15 ата) ТЭЦ-4	14 459	амортизация
				Техническое перевооружение временного торца котельного цеха ТЭЦ-4	14 394	амортизация
				Реконструкция «Производственно-технологический комплекс – Филиал ОАО АКЭ и Э «Омская ТЭЦ-3» «Реконструкция золоотвала СП «ТЭЦ-3» ТЭЦ-3	11 633	амортизация
				Техническое перевооружение схемы подогрева сырой воды 1 очереди ТЭЦ-4	10 711	амортизация
				Техническое перевооружение баков запаса конденсата ТЭЦ-5	9 320	амортизация
				Техническое перевооружение закрытого распределительного устройства 35 кВ с заменой воздушных выключателей (12 шт.) ТЭЦ-4	8 342	амортизация
				Другие объекты ИПР	273 486	амортизация
				Итого ИПР	1 634 025	

Информация о расходах электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды генерирующего оборудования при выработке электрической и тепловой энергии (раздельно) с указанием наименования и типа станции за 2021 год.

№ п/п	Наименование, реквизиты, тип электростанции	Расход электроэнергии (единица измерения – тыс. кВт·ч)		
		на собственные нужды		на хозяйственные нужды
		на выработку электрической энергии	на выработку тепловой энергии	
1	Омская ТЭЦ-3	89 279,7	123 787,8	259,5
2	Омская ТЭЦ-4	130 313,6	89 082,7	4 283,2
3	Омская ТЭЦ-5	265 569,1	189 019,3	1 167,6
4	ИАУ АО «ТГК-11»	-	-	736,4
	Всего	485 162,5	401 889,8	6 446,8

Информация об используемом топливе на электрических станциях с указанием поставщиков и характеристик топлива за 2021 год.

Наименование электростанции	Вид используемого топлива	Удельный расход условного топлива, г/кВтч, кг/Гкал	Характеристика топлива -теплота сгорания топлива низшая рабочая (калорийность, ккал/кг, ккал/м3)	Общий расход топлива электростанции за отчетный период, тнт, тыс.м3	Информация о поставщике топлива (наименование, место нахождения)
Омская ТЭЦ-3	Газ	На отпуск электроэнергии – 316,5г/кВтч; На отпуск тепла- 145,5 кг/Гкал	8 163	803 835	АО «Интер РАО – Электрогенерация», ООО «Газпром межрегионгаз Омск»
	Мазут		9 797	818,2	ООО «Газпромнефть-Региональные продажи»
Омская ТЭЦ-4	Газ	На отпуск электроэнергии 406,2 г/кВтч; На отпуск тепла- 160,8 кг/Гкал	8 357	1 188,3	АО «Интер РАО – Электрогенерация»
	Мазут		9 666	2 726	ООО «Газпромнефть-Региональные продажи»
	Уголь, в том числе				
	-экибастузский		3 926	1 458 564	ООО «ЕРГ СЕЙЛЗ»
Омская ТЭЦ-5	Мазут по сухой массе	На отпуск электроэнергии – 349,1 г/кВтч; На отпуск тепла- 142,5 кг/Гкал	8729	6 390,8	ООО «Газпромнефть-Региональные продажи»
	Уголь, в том числе				
	-экибастузский		3 944	2 476 350,7	ООО «ЕРГ СЕЙЛЗ», ООО «ТрансВагон»

Генеральный директор АО «ТГК-11» В.И. Полочанский

Уведомление
о созыве заседания Совета директоров Акционерного общества «ОмскВодоканал»

г. Москва 11 мая 2022 года

Полное фирменное наименование Общества: Акционерное общество «ОмскВодоканал» (далее – «АО «ОмскВодоканал» или «Общество»).

Место нахождения Общества: 644042, Омская обл., г. Омск (Омск-42), ул. Маяковского, д. 2.

Форма проведения заседания Совета директоров: заочное голосование.

Дата окончания приема бюллетеней для голосования: 16 мая 2022 года.

Время окончания приема бюллетеней для голосования: 17 часов 00 минут.

Почтовый и электронный адрес для направления заполненных бюллетеней: 644042, Омская обл., г. Омск (Омск-42), ул. Маяковского, д. 2, i.abramova@rosvodokanal.ru.

Инициатор: Генеральный директор Общества.

Повестка дня заседания

1. О принятии решения в соответствии с пп. 11 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
2. О принятии решения в соответствии с пп. 10 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
3. О принятии решения в соответствии с пп. 11 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
4. О принятии решения в соответствии с пп. 11 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
5. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
6. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
7. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
8. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
9. О принятии решения в соответствии с пп. 35 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
10. О принятии решения в соответствии с пп. 35 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
11. О принятии решения в соответствии с пп. 35 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
12. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
13. О принятии решения в соответствии с пп. 29 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
14. О принятии решения в соответствии с пп. 30 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
15. О принятии решения в соответствии с пп. 30 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.
16. О принятии решения в соответствии с пп. 35 п. 35.1 статьи 35 Устава Общества.

Приложения:

1. Документы и иные информационные материалы по вопросам повестки дня.
2. Бюллетень для голосования.

Председатель Совета директоров Д. Е. Лихолет

«4.1) договор поставки природного газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан;»;

- в пункте 4:

в абзаце первом слова «абзаце четвертом подпункта 3» заменить словами «абзаце третьем подпункта 3, подпункте 4.1»;

в абзаце третьем слова «документы, подтверждающие выполнение работ по догазификации жилого дома и понесенные гражданином расходы, связанные с догазификацией жилого дома и указанные в подпункте 1 пункта 3 Указа» заменить словами «документ, указанный в подпункте 4 пункта 3 настоящего Порядка»;

- в пункте 7:

в абзаце первом:

слово «заявитель» в соответствующем падеже заменить словом «гражданин» в соответствующем падеже;

слова «учреждениях либо образовательных учреждениях среднего профессионального или» заменить словами «организациях, профессиональных образовательных организациях или образовательных организациях»;

после абзаца первого дополнить абзацами следующего содержания:

«В состав семьи, учитываемый при определении права на получение компенсации в целях расчета ее среднедушевого дохода, не включаются:

1) лица, проходящие военную службу по призыву, а также военнослужащие, обучающиеся в военных профессиональных образовательных организациях и военных образовательных организациях высшего образования и не заключившие контракт о прохождении военной службы;

2) лица, отбывающие наказание в виде лишения свободы;

3) лица, находящиеся на принудительном лечении по решению суда;

4) лица, в отношении которых применена мера пресечения в виде заключения под стражу.»;

абзац второй после цифр «21 – 27» дополнить словами «(за исключением подпунктов «а», «б», «д» пункта 25)»;

- в пункте 8 цифры «15» заменить цифрами «20»;

- в пункте 11:

подпункт 3 после слова «гражданином» дополнить словами «(его представителем)»;

подпункт 4 дополнить словами «или направление средств областного материнского (семейного) капитала на газификацию жилого дома».

3. Настоящий Указ вступает в силу на следующий день после дня его официального опубликования, за исключением пункта 2 настоящего Указа, который вступает в силу через десять дней после дня его официального опубликования.

Исполняющий обязанности Губернатора Омской области В. П. БОЙКО.

Указ Губернатора Омской области от 6 мая 2022 года № 72 «О внесении изменений в отдельные указы Губернатора Омской области» был впервые опубликован на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 11.05.2022 года.

Официально

УКАЗ
Губернатора Омской области

от 6 мая 2022 года № 72
г. Омск

О внесении изменений в отдельные указы Губернатора Омской области

1. В строке 19 таблицы приложения «Перечень государственных услуг Омской области, предоставляемых органами исполнительной власти Омской области, территориальным государственным внебюджетным фондом Омской области в многофункциональных центрах предоставления государственных и муниципальных услуг» к Указу Губернатора Омской области от 29 июля 2013 года № 109 слово «строительства,» исключить.

2. Внести в Указ Губернатора Омской области от 15 февраля 2022 года № 23 «О дополнительной мере социальной поддержки отдельным категориям граждан в виде единовременной денежной компенсации по оплате расходов на догазификацию домовладений» следующие изменения:

1) в пункте 1:

- после слова «домовладений» дополнить словами «(далее – компенсация)»;

- слова «соответственно – компенсация,» заменить символом «–»;

2) пункт 4 после абзаца третьего дополнить абзацем следующего содержания:

«Право на получение компенсации в отношении жилого дома предоставляется гражданину, указанному в пункте 2 настоящего Указа, в случае, если средства областного материнского (семейного) капитала не были направлены на газификацию данного жилого дома в соответствии с областным законодательством.»;

3) в приложении «Порядок предоставления дополнительной меры социальной поддержки отдельным категориям граждан в виде единовременной денежной компенсации по оплате расходов на догазификацию домовладений»:

- пункт 1 изложить в следующей редакции:

«1. Настоящий Порядок регламентирует процедуру предоставления дополнительной меры социальной поддержки гражданам, указанным в пункте 2 Указа Губернатора Омской области, устанавливающего дополнительную меру социальной поддержки отдельным категориям граждан в виде единовременной денежной компенсации по оплате расходов на догазификацию домовладений (далее соответственно – граждане, Указ, компенсация), принадлежащих таким гражданам на праве собственности (долевой собственности) и расположенных в населенных пунктах Омской области, которые предусмотрены в пообъектном и сводном планах-графиках догазификации, являющихся приложениями № 4, 5 к региональной программе газификации Омской области на 2021 – 2025 годы, утвержденной Указом Губернатора Омской области от 1 декабря 2020 года № 187.»;

- пункт 2 после слов «(далее – учреждение)» дополнить словами «по месту нахождения жилого дома (объекта индивидуального жилищного строительства или дома блокированной застройки) (далее – жилой дом), принадлежащего гражданину на праве собственности (долевой собственности),»;

- в пункте 3:

в абзаце первом слова «(объекта индивидуального жилищного строительства или дома блокированной застройки) (далее – жилой дом), принадлежащего гражданину на праве собственности (долевой собственности),» исключить;

абзац шестой исключить;

абзац восьмой дополнить словами «(форма указанного документа предусмотрена соглашением о взаимодействии по вопросу предоставления информации о фактически выполненных работах по догазификации домовладений и понесенных гражданами расходах, связанных с догазификацией домовладений, заключенным территориальными органами Министерства с органами местного самоуправления Омской области, газораспределительными организациями, осуществляющими работу по догазификации в Омской области)»;

после абзаца восьмого дополнить абзацем следующего содержания:

Актуально

БУРКОВ ДОЛОЖИЛ ПУТИНУ О СИТУАЦИИ С ПОЖАРАМИ В ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Глава региона рассказал президенту о ликвидации последствий ЧС в регионе и помощи пострадавшим людям, оставшимся без жилья. Президент России Владимир Путин 10 мая в режиме видеоконференции провёл совещание по вопросам борьбы с пожарами в ряде регионов. В ходе него с докладом выступил губернатор Омской области Александр Бурков.

По словам главы региона, из-за сильного порывистого ветра 6 мая на 63 социальных объектах – школах, детсадах, больницах была повреждена кровля. За несколько часов произошло 114 отключений на электрических сетях. В связи с этим было принято отключить электричество в 184 населенных пунктах с общим населением более 51 тыс. человек. Это позволило спасти их от возгораний.

– В этот день произошло 155 пожаров. Нам удалось отстоять 10 населенных пунктов, но в восьми были пожары, там уничтожено 143 домовладения. 319 граждан оказались без крова, из них 69 детей, – сообщил Бурков. – По итогам анализов эти пожары случились не из-за лесных или ландшафтных возгораний. В шести населенных пунктах пожары произошли из-за короткого замыкания или обрыва проводов. Из одной улицы на другую огонь перекидывался в считанные секунды. В двух других населенных пунктах было нарушение пожарной безопасности. В том числе на одном из производственных объектов ТЭЦ-4 велись сварочные работы, и по сухой траве огонь перешел в населенный пункт. Мы с собственником предприятия, «Интер РАО», достигли соглашений, что компания окажет финансовую поддержку в восстановлении жилого фонда.

Губернатор подчеркнул, что в результате пожаров в Омской области погибли двое человек – 65-летний мужчина и 54-летняя женщина. Еще двое жителей находятся в больнице с ожогами средней тяжести, их жизни ничего не угрожает. Всем пострадавшим оказана медицинская и психологическая помощь, людям восстанавливают документы.

По словам главы региона, из 319 человек, потерявших дома, только 18 человек пожелали находиться в пунктах временного размещения. Остальные живут у родственников или соседей.

Более того, кроме помощи в виде продуктов и одежды жители области предлагают погорельцам, оставшимся в пунктах размещения, свои пустые дома для проживания.

Региональный следком проводит разбирательства, задержаны три должностных лица. Напомним, суд арестовал мэра Называевска Виктора Лупиноса, подозреваемого в злоупотреблении должностными полномочиями. Также расследуется уголовное дело в отношении начальника Называевского района электрических сетей производственного отделения западные электрические сети ПАО «Россети Сибири – Омскэнерго» Евгения Шаламова.

Как отметил Александр Бурков, в районах области работают комиссии, которые оценивают ущерб от пожаров. Погорельцам уже выплачивают материальную помощь: 10 тыс. рублей – от муниципальных районов и 50 тыс. – из областного бюджета. До 100 тыс. рублей составляет выплата на движимое имущество.

– На строительство или покупку жилья мы планируем выплачивать, исходя из социальной нормы в 18 кв. м, которые предусмотрены федеральным постановлением, и из стоимости квадратного метра 65 700 рублей, которые установлены Министерством строительства РФ. Соответственно, один человек, который проживал

в доме, будет получать 2 млн 145 тыс. рублей. Если это семья из трех человек, они получат 3 млн 500 тыс. рублей, – пояснил губернатор.

По его словам, выплаты на жилье начнутся с 21 мая. Общая сумма выплат погорельцам оценивается в 500 млн рублей. Региональные власти будут также индивидуально подходить к решению проблем каждой семьи, в том числе договариваться с банками по поводу отсрочек по ипотечным и потребительским кредитам.

Кроме того, Александр Бурков выступил с предложением для предотвращения подобных пожаров и возгораний на федеральном уровне закрепить за муниципальными комиссиями по чрезвычайным ситуациям право принимать решения об отключении электрической энергии на подверженной риску территории.

МИНИСТР ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ АЛЕКСАНДР КОЗЛОВ ПОБЫВАЛ В ПОСТРАДАВШЕЙ ОТ ПОЖАРА НОВОАЛЕКСАНДРОВКЕ

Власти готовы помочь погорельцам Омской области. Всем потерявшим дома помогут оперативно построить новое жилье или приобрести уже готовое. В Омск прибыл министр природных ресурсов и экологии РФ Александр Козлов. Вместе с врио главы МЧС РФ Александром Чуприяном и губернатором Омской области Александром Бурковым он пообщался с пострадавшими от пожара жителями Новоалександровки, где огонь уничтожил 21 дом.

Напомним, что серьезно от пожаров также пострадали Называевский, Азовский, Омский, Любинский и Саргатский районы. По словам очевидцев, жилые и хозяйственные постройки сгорели в считанные минуты. Источником бедствия 6 мая в Новоалександровке стал пожар на насосной станции. Порывистый ветер, скорость которого в этот день по области достигала 30 метров в секунду, мгновенно распространил огонь по сухой траве на домовладения.

Правоохранительные органы уже проводят следственные действия по этому случаю. Руководители федеральных ведомств заверили, что погорельцам помогут решить жилищную проблему. Президент РФ Владимир Путин дал такое поручение всем уровням власти – оказывать максимальное содействие людям в столь сложной жизненной ситуации.

– Мы посещаем все регионы, где наблюдаются массовые пожары. Омская область – первый субъект, где благодаря губернатору единовременные выплаты уже производятся. Потерпите – будет у вас и жилье, – обратился к пострадавшим врио главы МЧС РФ Александр Чуприян.

Галина Гладкова и Татьяна Лощинина нашли временный приют в гостинице «Иртыш», размещением и питанием довольны, но, как и другие пострадавшие, возвращаются к месту, где еще недавно стоял их собственный дом. Вернуться хотели бы в родное село и отстроить новое жилье на прежнем месте.

– Деньги в помощь для стройки новых домов будут. Об этой ситуации доложили президенту, Владимир Владимирович поддержал. То есть меры поддержки есть. Не бросят никого. Решение, что делать с деньгами, – за вами. Вам решать – спокойно, осмыслено, в кругу близких людей, что делать дальше: строить или покупать жилье. Это ваше право выбора. Как вы скажете, так и будет. Скажете строить, – значит, будем строить. Скажете, покупаем, – значит, покупаем. Принимается любое решение на ваше усмотрение. Самое главное, чтобы вы его осознанно приняли, – сказал Александр Козлов.

Губернатор Александр Бурков отметил, что этот вопрос будет проработан индивидуально с каждой семьей.

– Кому-то лучше получить деньгами, чтобы купить квартиру в городе, или подобрать готовые дома, которые продаются в этом же поселке. Региональное министерство строительства посмотрит, что продается на рынке, какие варианты есть. Либо все-таки строиться с нуля, – сказал губернатор.

Главное, считает Александр Козлов, чтобы люди активно включались в процесс.

– Дорога асфальтированная – есть. Газ – есть. Значит, надо строить. Тогда вам, жителям, нужно помогать своему главе поселения. На его плечи сейчас тоже сложная задача свалилась: здесь нужно не поселком управлять, а новый поселок создавать. И не тянуть время, а оформить документы и начинать работу. Всем вместе. Сезон зимний не за горами, поэтому быстро все делать нужно, – добавил министр.

Как сообщили в региональном правительстве, жителям сгоревших домов помогут вывезти с территории домовладений все непригодное к использованию после пожара. Для этого бесплатно предоставят грузовой транспорт.

Кроме того, губернатор Александр Бурков распорядился обеспечить пострадавшие семьи посадочным материалом, чтобы они могли начать в своих огородах сезон весенних посадок овощей, картофеля.

ГУБЕРНАТОР БУРКОВ ПОСТАВИЛ СВОИХ ЗАМОВ КУРАТОРАМИ ПОСТРАДАВШИХ ОТ ПОЖАРОВ ТЕРРИТОРИЙ

Закрепление членов регионального кабинета министров за пострадавшими районами поможет в решении организационных вопросов и помощи погорельцам. Тем, у кого осталась ипотека, но дом сгорел, помогут приостановить выплаты по кредиту. В понедельник на аппаратном совещании Александр Бурков поблагодарил личный состав пожарно-спасательной службы Омской области и подразделений федеральной противопожарной службы за героические действия в ликвидации пожаров.

– Сам был на двух пожарах и видел, как перекидывался огонь по площадям, по населенным пунктам. Это действительно были тяжелые пожары, и тем, кто принимал участие в тушении, большое спасибо, в первую очередь сотрудникам федеральной пожарной охраны, областным сотрудникам, которые активно принимали участие в тушении и в Называевске: все шесть постов на территории муниципального района. Город Омск оперативно сработал, привлекая технику всех муниципальных предприятий, всех, кого можно было включить в процесс, – сказал глава Омской области.

По словам губернатора, по пожарам, случившимся 6 мая, до 20 мая должны принять постановление и определить источники средств. Погорельцам с 21 мая должны начать либо выдавать сертификаты, либо перечислять деньги на блокированные счета. Контроль за разработкой и принятием нормативного акта буде вести первый заместитель губернатора Валерий Бойко.

– Мы должны четко определиться, какая зона ответственности у муниципального образования, что делает минстрой. Документ должен быть принят, – добавил Александр Бурков. – И с 21 мая, как обещали президенту, люди смогут получать средства на приобретение жилья или на строительство своих домов. Сегодня будет подписано распоряжение о закреплении заместителей председателя правительства Омской области за территориями для проведения всех организационных мероприятий и по строительству, и по покупке жилья. Вы будете сопровождать тот или иной населенный пункт и помогать главам на их территории.

Называевск будет закреплен за заместителем губернатора, министром труда и социального развития Владимиром Куприяновым, Любинский район будет курировать еще один зам, министр строительства Михаил Губин, Саргатский район (с. Верблюжье) – министр транспорта и дорожного хозяйства Антон Заев, Омск (Новоалександровка) – министр региональной политики и массовых коммуникаций Олег Заремба.

– Прошу каждого выехать на территорию, сверить все данные, пообщаться с людьми и включиться в работу по оказанию помощи пострадавшим, помощи всем нашим муниципальным коллегам, которые работают сегодня с населением по выдаче документов, организации питания, многому другому, – поручил Александр Бурков. – И взять полностью под контроль работу комиссии по оценке утраченного имущества и всем выплатам. Ситуации будут не простые – кто-то из людей прописан, кто-то не прописан, у кого-то ипотека, а дома уже нет. Все, что касается работы с банковскими институтами, – подключайте первого заместителя председателя кабинета министров Дмитрия Ушакова, он будет работать с финансовыми институтами, чтобы можно было в случае необходимости приостановить выплаты по кредитам. И не только ипотечным, но и потребительским. Потому что люди оказались в действительно тяжелой ситуации.

С 12 МАЯ ПОГОРЕЛЬЦЫ НАЗЫВАЕВСКОГО РАЙОНА НАЧНУТ ПОЛУЧАТЬ ПРОДУКТОВЫЕ НАБОРЫ

Доставку семикилограммовых коробок организует комплексный центр. Каждая семья получит по две коробки с продуктами. При поддержке НПО «Мир» около ста семей, пострадавших при пожаре в Называевском районе, получат продуктовую помощь, сообщили в областном правительстве. Доставлять наборы будет комплексный центр с 12 мая. Вес одной коробки составляет 7 кг.

Набор состоит из круп, макарон, сахара, чая, масла, печенья и консервов. Одна семья получит две коробки с продуктами.

Помимо этого, на базе комплексного центра Называевского района продолжает работу пункт приема гуманитарной помощи.

Неравнодушные жители региона приносят туда вещи, продукты, постельное белье, средства ухода. За четыре дня более 150 человек получили комплекты первой необходимости.

Помимо этой работы, специалисты комплексного центра сообщают пострадавшим при пожаре о возможности получить материальную помощь из регионального бюджета. Деньги на первоочередные нужды уже получили 67 человек.

Напомним, ужасный пожар в Называевске произошел в пятницу, 6 мая. Ситуация усугубилась из-за штормового ветра. В результате более 200 человек остались без жилья.

Следователи задержали мэра Называевска Виктора Лупиноса и начальника Называевского района электрических сетей производственного отделения Западные электрические сети ПАО «Россети Сибири – Омскэнерго» Евгения Шаламова.

ФЕДЕРАЦИЯ НАПРАВИТ ОМСКОЙ ОБЛАСТИ ДОПОЛНИТЕЛЬНО 6,3 МЛРД РУБЛЕЙ

Как подчеркнул первый заместитель председателя Госдумы Александр Жуков, федеральный транш позволит региону погасить коммерческие кредиты. Решение комиссии Федерального Собрания РФ по перераспределению бюджетных ассигнований в текущем финансовом году прокомментировал первый заместитель председателя Госдумы, депутат от Омской области Александр Жуков.

Он рассказал, что комиссия решила выделить Омской области дополнительно 6,3 млрд рублей на погашение коммерческих кредитов. При этом 1,8 млрд рублей предназначены для расчета с областными заимствованиями, а 4,5 млрд рублей – на погашение коммерческих кредитов муниципальных образований.

– Теперь вместо того, чтобы обслуживать долги в коммерческих банках с высокими ставками, регион сможет направить средства на наиболее важные, приоритетные задачи социально-экономического развития области, – добавил Александр Жуков.

В ОМСКОЙ НАЛОГОВОЙ ГРЯДУТ КАДРОВЫЕ ПЕРЕСТАНОВКИ

Возглавлявший региональное управление десять лет Владимир Репин переводится в Москву. О кадровых изменениях в руководстве регионального управления Федеральной налоговой службы сообщают «Коммерческие вести» со ссылкой на собственные источники.

По информации издания, уже в мае глава омской налоговой Владимир Репин получит повышение и переведется на работу в Москву. Его место займет Ольга Шмакова, которая с 2016 года руководит УФНС России по Республике Алтай.

Добавим, что Владимир Репин возглавляет омское УФНС с 2012 года.

ОКСАНА ФАДИНА РАЗЪЯСНИЛА ЗАПРЕТ НА СДЕЛКИ С ИНОСТРАННЫМИ КОМПАНИЯМИ

Депутат Госдумы рассказала о новых ответных мерах России на санкции, которые утверждены по указу президента Владимира Путина. Как отметила депутат Госдумы, экс-мэр Омска Оксана Фадина, согласно документу, вводится запрет для органов госвласти, для организаций и граждан, находящихся под юрисдикцией РФ, совершать сделки, включая заключение внешнеторговых контрактов, с юрлицами, физлицами и находящимися под их контролем предприятиями, по отношению к которым применяются специальные экономические меры.

– Также запрещается исполнять перед лицами, подпавшими под санкции, обязательства по совершенным сделкам, включая сделки по заключенным внешнеторговым контрактам, при условии, что такие обязательства исполнены не в полном объеме или не исполнены, – пояснила парламентарий.

Федеральное правительство утвердит список лиц, подпавших под санкции и определит дополнительные условия для отнесения сделок к запрещенным. Минфин РФ и Центробанк представят официальные разъяснения по применению этого указа.

АЛЕКСАНДРА БУРКОВА НАГРАДИЛИ ОРДЕНОМ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Президент Казахстана Касым-Жомарт Токаев удостоил губернатора Омской области орденом «Достык» – «Дружба». Эту высокую государственную награду присуждают тем, кто внес вклад в укрепление мира и дружбы между народами. Присвоение Александру Буркову ордена «Достык» II степени является признанием его заслуг в развитии сотрудничества между странами, высокой оценкой плодотворной работы по сохранению взаимного согласия в обществе, сообщает портал «Омская губерния».

В торжественной обстановке Чрезвычайный и Полномочный посол Республики Казахстан в Российской Федерации Ермек Кошербаев вручил Александру Буркову этот орден.

Он отметил, что обе страны придают особое значение межрегиональному двустороннему сотрудничеству. Свидетельством тому является Российско-казахстанский форум, который был проведен с участием лидеров двух стран в Омске в 2019 году, а его результаты и договоренности продолжают работать. Сотрудничество динамично развивается в торгово-экономической, культурной, гуманитарной сферах. И в последние годы взаимодействие между двумя странами вышло на качественно новый уровень.

Взаимный товарооборот с Россией в прошлом году превысил 25 млрд долларов. Для Республики Казахстан – это самый большой товарооборот с кем-либо. По итогам 2021 года и товарооборот казахстанских регионов с Омской областью достиг 402 млн долларов. Это достаточно весомая доля, и есть хорошие возможности для дальнейшей плодотворной совместной работы, тем более после визита Александра Буркова в Нур-Султан. Развивается и культурно-гуманитарное сотрудничество.

В Омской области проводятся мероприятия, популяризующие казахскую культуру, фестивали с участием ведущих профессиональных творческих коллективов, обменные гастроли театров и филармоний. Казахская диаспора в Омской области насчитывает по итогам переписи порядка 78–80 тыс. человек.

– Пользуясь случаем, я хотел бы выразить особую огромную благодарность губернатору Омской области Александру Леонидовичу за оказанное содействие нашим соотечественникам в сохранении и развитии своей культуры и языка. Здесь следует отметить, что роль именно руководства региона, власти сложно переоценить, – сказал посол Республики Казахстан на церемонии награждения. – Уважаемый Александр Леонидович, руководством нашей страны высоко оценены ваши заслуги за проводимые работы по укреплению и развитию сотрудничества между нашими странами.

Губернатор Омской области в свою очередь поблагодарил за оказанную ему честь.

– Для меня очень почетно быть удостоенным государственной награды Казахстана – ордена «Достык», название которого переводится как «дружба». И я расцениваю это как высокую оценку вклада Омской области в развитие добрых отношений между Российской Федерацией и Республикой Казахстан, – сказал Александр Бурков. – Наши страны связаны общей историей и культурой, общими бедами и радостями. Русские и казахи вместе с представителями других национальностей воевали на фронтах Великой Отечественной войны и освобождали Европу от фашизма, а потом совместно восстанавливали народное хозяйство. Мне кажется, в ментальности наших народов есть очень много общего: русские и казахи – они дружелюбные, гостеприимные и открытые люди. И вот в ближайшее время, совсем скоро, 25 мая, исполняется 30 лет с момента подписания Договора о дружбе, сотрудничестве и взаимной помощи между Российской Федерацией и Республикой Казахстан. И все эти тридцать лет мы чувствовали плечо друг друга. Уверен, так будет и впредь. И как мудро говорят в Казахстане: сила птицы – в крыльях, сила человека – в дружбе. И вот эта дружба и партнерство делают наши обе страны еще сильнее.

В ОМСКЕ И ДВУХ СЕЛАХ УНИЧТОЖИЛИ ПОЧТИ 700 СВИНЕЙ ИЗ-ЗА АФРИКАНСКОЙ ЧУМЫ

Очаг опасной инфекции ранее обнаружили в подсобном хозяйстве на улице Барабинской. Региональное управление Россельхознадзора сообщает о вспышке африканской чумы свиней в Омске. Ранее, 6 мая, по указу губернатора Омской области был введен карантин из-за чумы свиней. Очаг заражения был обнаружен в одном из подсобных хозяйств Омска в Октябрьском округе, на улице Барабинской.

Карантин ввели и в радиусе пяти километров от очага заражения. В эту зону попали село Морозовка Омского района и деревня Ракитинка Морозовского сельского поселения. Карантин там продлится до 13 июня этого года.

По информации Россельхознадзора, на территории эпизоотического очага и первой угрожаемой зоны уничтожено 678 голов домашних свиней. Животных убили бескровным методом, их трупы сожгли. Проведена дезинфекция в личных подсобных хозяйствах, где содержались домашние свиньи.

Напомним, в 2017 году серьезная вспышка АЧС в Омской области значительно сказалась на животноводческой отрасли. Тогда было зарегистрировано 34 эпизоотических очага и 3 инфицированных объекта на территории Омска и 13 муниципальных районов. В регионе было сожжено 20 463 свиньи в 115 населенных пунктах, вошедших в первые зоны эпидемии.

ПОЧТИ ОДИН МИЛЛИАРД РУБЛЕЙ ВЛОЖЕН В РАЗВИТИЕ ОМСКИХ СЕЛ

За год в Омской области построено три поселковых водопровода, реконструированы дороги, благоустроены скверы и пешеходные зоны, оборудованы современные спортивные и детские площадки. Итоги реализации госпрограммы «Комплексное развитие сельских территорий Омской области» в 2021 году подвели на прошедшем заседании областного правительства.

В комплексное развитие сельских территорий вложено 858,2 млн рублей. На развитие социальной и инженерной инфраструктуры омских сел направлено 794,5 млн рублей.

Построено три поселковых водопровода общей протяженностью 8,9 км в селе Азово, в деревне Александровка Марьяновского района и в районном поселении Таврического района. Также в прошлом году были реализованы два проекта, в рамках которых построены сети газораспределения в селах Старокарасук, Могильно-Посельское и деревнях Могильно-Старожильск Большереченского района и Губернское Москаленского района общей протяженностью 23,45 км.

В это же время в рамках программы были реализованы четыре проекта благоустройства: две спортивные площадки в селе Троицком и поселке Омском, сквер за мемориальным комплексом в поселении Таврического района, тротуар в селе Одесском.

Также в прошлом году удалось завершить благоустройство площадки, расположенной в микрорайоне «Магистральный» районного поселения Павлоградка.

Помимо этого, в прошлом году региональный минстрой предоставил субсидии бюджетам муниципальных образований на строительство, реконструкцию и ремонт автомобильных дорог в сумме 724,67 млн рублей. За 2021 году удалось отремонтировать 369,75 тыс. кв. м дорог в 126 муниципальных образованиях Омской области.

Введено в эксплуатацию 12 автомобильных дорог протяженностью 13,4 км. Еще по шести дорогам разработана проектно-сметная документация, работы планируются на 2022–2024 годы.

Информационные сообщения с сайта ИА «Омскрегион», http://omskregion.info

Омский Вестник областная газета

Только у нас
* Все законы Омской области
* Новые назначения в областном правительстве
* Доклады Уполномоченного Омской области по правам человека
* Ежегодные отчеты и результаты проверок Контрольно-счетной палаты Омской области
* Продажа и аренда земельных участков
* Элитные вакансии
* Конкурсы, торги, аукционы

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ ГАЗЕТЫ «ОМСКИЙ ВЕСТНИК»

21-06-31

ОБЛАСТНАЯ ГАЗЕТА
Основана в 1909 г., возобновлена в 1991 г.
Учредители: Правительство Омской области, Законодательное Собрание Омской области
Издатель - БУ «Омская правда»
Адрес издателя и редакции: 644099, Омская область, г. Омск, ул. Красный Путь, 9.
Директор ГЕРВАЛЬД Евгений Юрьевич

Главный редактор БУТОРИН Игорь Станиславович (21-11-43)
Ответственный секретарь: РУДЕНКО Андрей Владимирович (21-11-43).
Корректор: ЛЯШКО Олеся Валерьевна (21-11-43).
Отдел рекламы: КАТЬЯНОВА Юлия Ивановна (21-06-31).

Мнение авторов публикаций не обязательно отражает точку зрения редакции.
Ответственность за содержание рекламы несет рекламодатель.
Газета отпечатана в ООО «Центр полиграфии», г. Омск, ул. Герцена, 65а. Печать офсетная.
Заказ № 276
Время подписания в печать по графику в 20.40
Подписано в печать фактически в 20.40.
Тираж 125 экз.
Цена свободная

E-mail: reklama-ov@yandex.ru (для рекламных материалов), omvest@yandex.ru (для документов).

Газета зарегистрирована Управлением федеральной службы по надзору в сфере связи и массовых коммуникаций по Омской области. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ТУ55-00099 от 2 марта 2009 г.

© – Реклама. Подлежит обязательной сертификации.