

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
2.1.1 Южный энергорайон	13
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	22
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	22
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	24
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	24
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления мощности	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	31
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Омской области	33
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	35
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	37
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	41
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Южного энергорайона	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	50
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	51
7.1	Основные подходы	51
7.2	Исходные допущения	52

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	55
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	56
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		61
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	64
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	66

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УОН	–	устройство отключения нагрузки
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Омской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Омской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Омской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Омское РДУ и обслуживает территорию Омской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Омской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Омскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Омской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Омской области связана с энергосистемами:

– Новосибирской области (Филиал 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 (Филиал 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 (АО «KEGOC»): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт. (по сети 110 кВ выполнены нормальные разделы на ПС 110 кВ Юбилейная).

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Омской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Омской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	255,0
ОАО «РЖД»	195,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «Омский каучук»	48,0
АО «Омск РТС»	38,0
ООО «Омсктехуглерод»	36,2
АО «Омскшина»	28,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Омсктрансмаш»	27,0
АО «Омскводоканал»	18,0
ООО «Полиом»	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области на 01.01.2025 составила 1680,2 МВт, в том числе: ТЭС – 1601,2 МВт, СЭС – 79,0 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1661,2	19,0	–	–	–	1680,2
ТЭС	1601,2	–	–	–	–	1601,2
СЭС	60,0	19,0	–	–	–	79,0

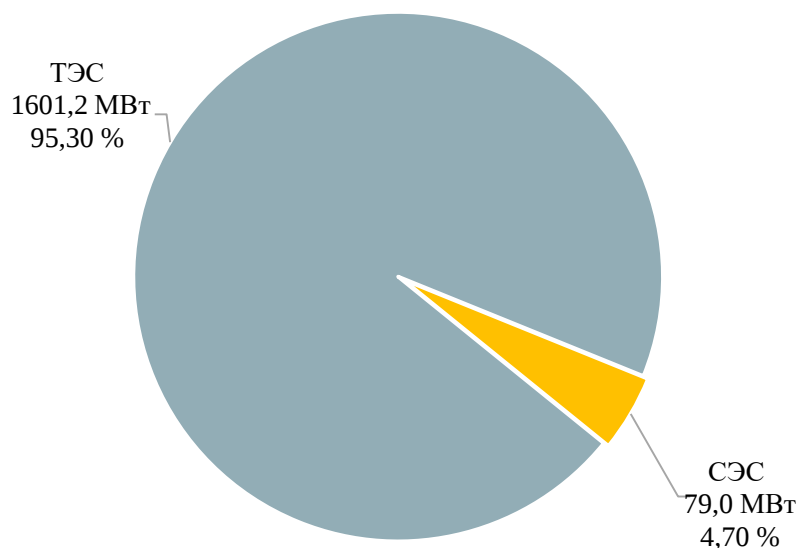


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Омской области в 2024 году составило 5760,3 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 5683,6 млн кВт·ч, СЭС – 76,7 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Омской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	5817,2	6097,9	6399,3	6038,8	5760,3
ТЭС	5816,9	6063,3	6334,4	5965,9	5683,6
СЭС	0,3	34,6	64,9	72,9	76,7

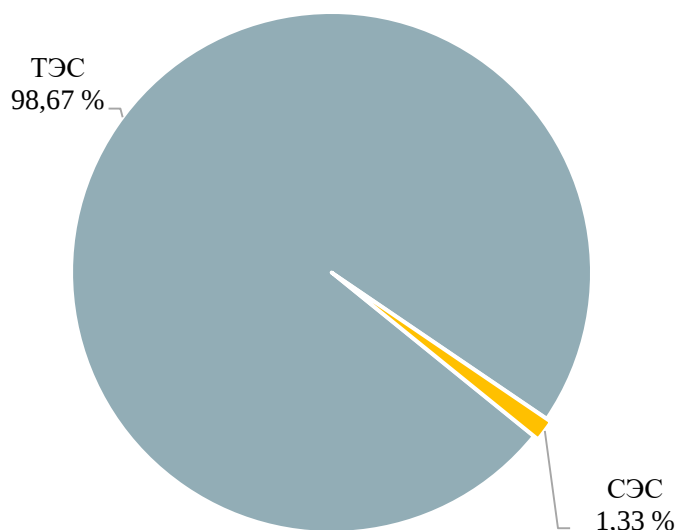


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Омской области в 2024 году

1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Омской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10350	10976	11108	11313	11829
Годовой темп прироста, %	-3,10	6,05	1,20	1,85	4,56
Максимум потребления мощности, МВт	1694	1775	1801	1939	1851

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Годовой темп прироста, %	-4,62	4,81	1,44	7,66	-4,54
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6110	6182	6168	5834	6391
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	03.12 07:00	12.02 08:00	08.12 08:00	13.12 08:00	19.02 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,5	-26	-21,9	-27,3	-27,8

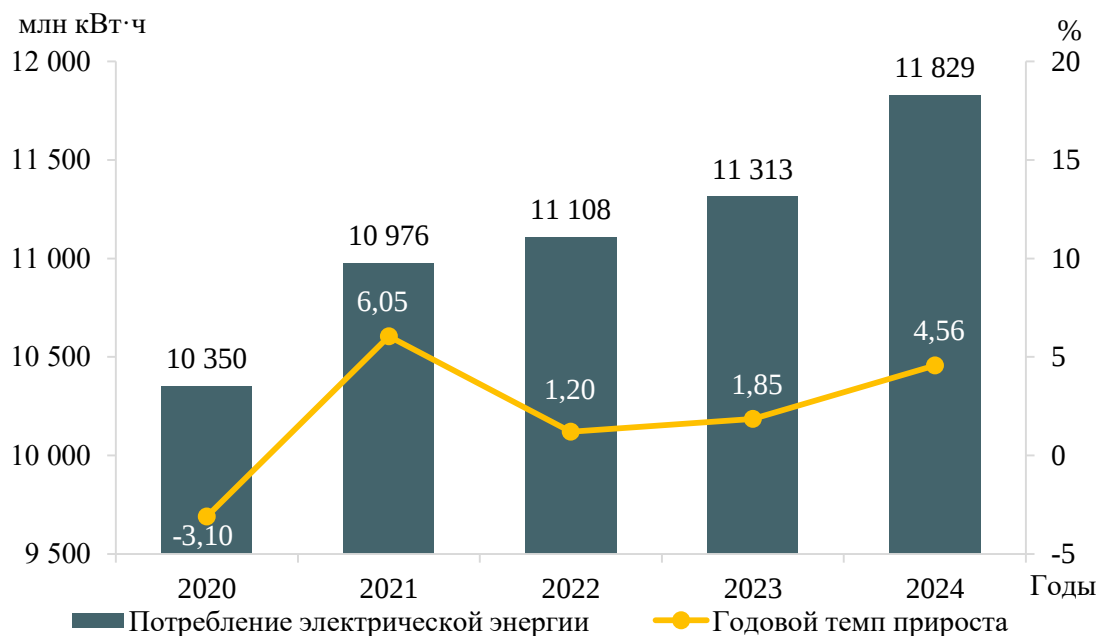


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

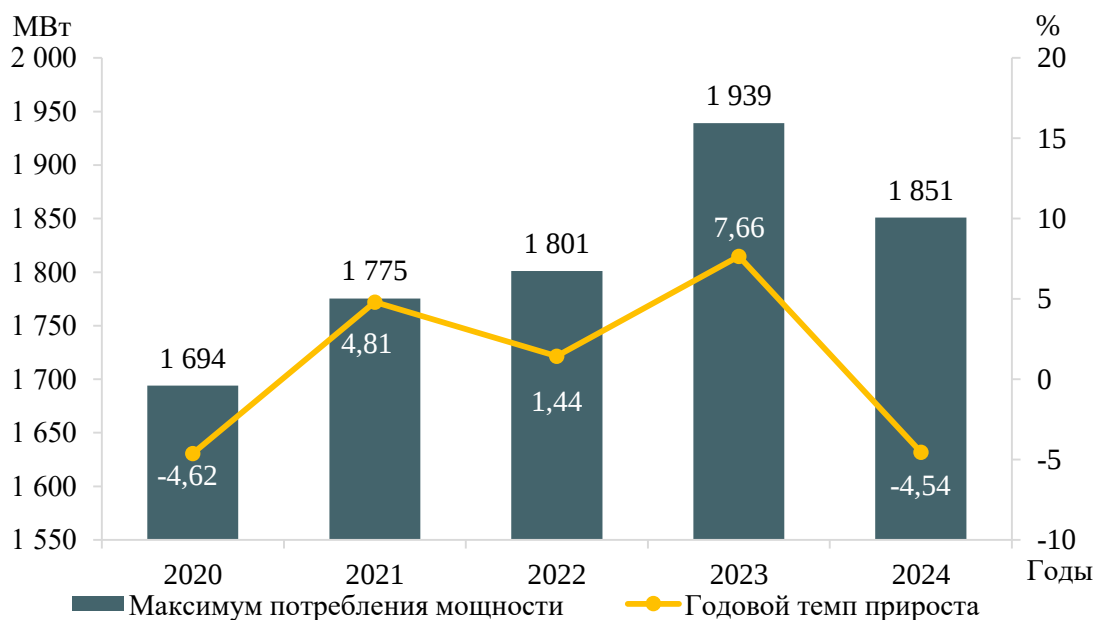


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Омской области увеличилось на 1148 млн кВт·ч и составило в 2024 году 11829 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,06 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 6,05 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 3,10 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Омской области увеличился на 75 МВт и составил 1851 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,83 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 7,66 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 4,62 %, что было обусловлено ТНВ теплой зимы в период прохождения максимума потребления мощности и антиковидными ограничениями.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Омской области был зафиксирован в 1991 году в размере 2169 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Омской области обуславливалась следующими факторами:

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления предприятиями обрабатывающих производств, в большем объеме нефтеперерабатывающим заводом АО «Газпромнефть-ОНПЗ»;
- ростом потребления населения.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Изменения состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Омской области отсутствуют.

Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Омской области приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Тара с установкой УШР мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Сибирь»	2021	1×25 Мвар

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Омской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Южный энергорайон.

2.1.1 Южный энергорайон

В таблице 6 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Южном энергорайоне.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Южного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками I цепь (С-63), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Лузино – Стрела с отпайками (С-65), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) превышает АДТН на величину до 3,5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 6 МВт	Создание на ПС 220 кВ Лузино устройства АОПО ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпаяк на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53). Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54). Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53). Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпаяк на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП. Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53). Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54). Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53). Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Энергосистема Омской области	Энергорайон «Тяговый транзит (С-23, С-24)» энергосистемы Омской области	Энергорайон «Юг-3» энергосистемы Омской области
2020	16.12.2020	-13,1	-12,9	-13,0
	17.06.2020	18,0	18,5	17,8
2021	15.12.2021	-6,9	-20,0	-7,0
	16.06.2021	24,5	24,6	24,8
2022	21.12.2022	-14,9	-9,4	-11,2
	15.06.2022	14,9	15,4	15,9
2023	20.12.2023	-10,1	-11,4	-9,8
	21.06.2023	10,7	10,1	13,8
2024	18.12.2024	-10,4	-8,7	-10,5
	19.06.2024	17,9	19,5	18,8

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Карбышево	110/10	1Т	115/11	16	12,50	11,20	12,30	12,70	12,50	8,20	9,70	9,90	9,60	11,50	0
			2Т	115/11	16	4,60	5,20	4,40	5,40	5,90	2,60	2,50	2,50	2,70	3,30	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Карбышево	1Т	ТДН-16000/110/10	1988	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110/10	1988	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Карбышево	2024 / зима	18,40	ПС 110 кВ Карбышево	ООО «Завод кольцевых заготовок»	17.06.2024	20.5500.2135.24	2026	3,00	0	10	2,10	21,81	21,81	21,81	21,81	21,81	21,81
				ПС 110 кВ Карбышево	ООО «Техинвест»	20.01.2023	1248/22	2026	2,16	0	10	0,86						
				ПС 110 кВ Карбышево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,07	0	–	0,11						

ПС 110 кВ Карбышево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 18,40 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 95,83 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -10,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,41 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ для ТП (ООО «Завод кольцевых заготовок» договор ТП от 17.06.2024 № 20.5500.2135.24 заявленной мощностью 3,000 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Карбышево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «Завод кольцевых заготовок» договор ТП от 17.06.2024 № 20.5500.2135.24 заявленной мощностью 3,000 МВт составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,40 + 3,41 + 0 - 0 = 21,81 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Карбышево, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 13,60 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Завод кольцевых заготовок» договор ТП от 17.06.2024 № 20.5500.2135.24 заявленной мощностью 3,000 МВт согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,40 + 1,08 + 0 - 0 = 19,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Карбышево, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 1,44 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Карбышево ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Карбышево расчетный объем ГАО составит 0,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,48 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Кировская	110/35/10	1Т	115/38,5/11	25	12,41	12,51	11,77	12,94	12,80	8,99	8,25	8,44	9,11	9,70	0
			2Т	115/10,5/10,5	25	14,02	15,31	16,35	20,33	13,40	6,12	10,24	8,82	8,95	9,40	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кировская	1Т	ТДТН-25000/110УХЛ1	2020	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТРДН-25000/110/10	1978	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Кировская	2023 / зима	33,27	ПС 110 кВ Кировская	ИП Тычинская Елена Владимировна	07.11.2023	1191/23	2026	0,91	0	10	0,36	34,11	34,11	34,11	34,11	34,11	34,11
				ПС 110 кВ Кировская	АО «Основа Холдинг»	17.09.2024	О-ТР-058/24	2026	0,77	0	10	0,39						
				ПС 110 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,03	0	–	0,003						

ПС 110 кВ Кировская.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 33,27 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 10,99 % (6,46 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при $T_{\text{НВ}} -9,8^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,199).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,71 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,27 + 0,84 + 0 - 0 = 34,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Кировская, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 9,14 % (13,78 %) (без ТП превышение до 6,46 % (10,99 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кировская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Кировская расчетный объем ГАО составит 4,13 МВА (2,86 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 34,11 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, 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;
- КУ-1сш, КУ-2сш;
- металлические детали ячеек 10 кВ;
- здание ОПУ, ЗРУ-10;
- фундамент под оборудованием (силовыми трансформаторами, порталами 110 кВ).

Учитывая вышеизложенное, сетевая организация предлагает к реализации альтернативное техническое решение – строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый взамен ПС 110 кВ Кировская (с переводом на нее всей нагрузки ПС 110 кВ Кировская).

В соответствии с данными, полученными от ПАО «Россети Сибирь», величина капитальных затрат на реализацию мероприятий по комплексной реконструкции ПС 110 кВ Кировская с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый в текущих ценах по состоянию на 4 квартал 2025 года составляет 1720,70 млн руб., а на реализацию мероприятий по строительству ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый – 1665,06 млн руб.

Таким образом, для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как наиболее экономичный.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Омской области, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 14 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 14 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 14 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Сибирь»	Строительство ВЛ 110 кВ Екатеринославская – Полтавская с реконструкцией ПС 110 кВ Екатеринославская

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

ПС 500 кВ Таврическая, ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая, ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым

двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства:

- промежуточного ПП 500 кВ Новолокти (на территории Тюменской области);

- ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (на территории Новосибирской области);

- ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км;

- ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км;

- ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км;

- ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км;

- расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая для ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая и ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук;

- расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Омской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Омской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Завод по производству графитированных электродов (Новая ПС 220 кВ Графитек)	ООО «Газпромнефть-Графитек»	0,0	100,0	220	2025 2026	Омская ТЭЦ-4 ПС 220 кВ Лузино
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Жилые комплексы	ООО «Специализированный Застройщик «Эталон-Омск»	0,0	39,7	10	2026 2028	ПС 110 кВ Весенняя
3	Особая экономическая зона промышленно-производственного типа	АО «ОЭЗ ППТ «АВАНГАРД»	0,0	19,5	10	2025	ПС 110 кВ Пластмасс (ГПП-1)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11750	12109	12170	12283	12361	12493	12887
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	359	61	113	78	132	394
Годовой темп прироста, %	–	3,06	0,50	0,93	0,64	1,07	3,15

Потребление электрической энергии по энергосистеме Омской области прогнозируется на уровне 12887 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,23 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2031 году и составит 394 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,15 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 61 млн кВт·ч или 0,50 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Омской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Омской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом в эксплуатацию завода по производству графитированных электродов ООО «Газпромнефть-Графитек»;
- развитием действующих промышленных потребителей;
- увеличением объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Омской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1977	1938	1948	1966	1985	2003	2057
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-39	10	18	19	18	54
Годовой темп прироста, %	–	-1,97	0,52	0,92	0,97	0,91	2,70
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5943	6248	6247	6248	6227	6237	6265

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2031 году прогнозируется на уровне 2057 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,52 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2031 году и составит 54 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 2,70 %; снижение ожидается в 2026 году и составит 39 МВт или 1,97 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы разуплотненный и в прогнозный период незначительно уплотняется. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6265 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Омской области и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Омской области в период 2026–2031 годов составляют 60 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Омской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2030 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	60	–	–	–	–	60
ТЭС	–	–	60	–	–	–	–	60

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Омской области в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 18,4 МВт на ВЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Омской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	–	–	18,4	–	–	18,4
ВЭС	–	–	–	–	18,4	–	–	18,4

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в 2029 году в объеме 18,4 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2031 году составит 1638,6 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Омской области по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 95,30 % в 2024 году до 94,06 % в 2031 году, доля СЭС возрастет с 4,70 % до 4,82 %, доля ВЭС составит 1,12 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области представлена в таблице 20. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области представлена на рисунке 7.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1680,2	1680,2	1620,2	1620,2	1638,6	1638,6	1638,6
ТЭС	1601,2	1601,2	1541,2	1541,2	1541,2	1541,2	1541,2
ВЭС	–	–	–	–	18,4	18,4	18,4
СЭС	79	79	79	79	79	79	79

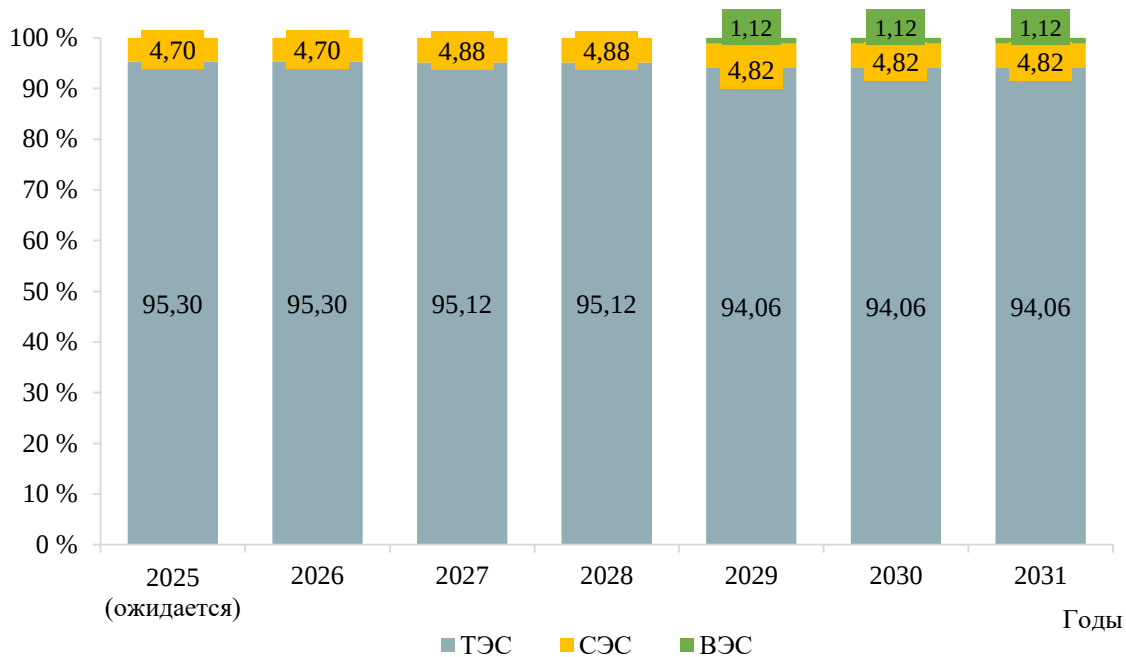


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Омской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Омской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпак на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Омской области

В таблице 22 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Омской области.

Таблица 22 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Омской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ПС 110 кВ Карбышево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Завод кольцевых заготовок»	ООО «Завод кольцевых заготовок»	2,3	3,0

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	380	–	–	–	380	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	371	–	–	–	371	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	3×180+ 2×60	–	–	–	540+120	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Карбышево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Завод кольцевых заготовок»
2	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 25 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 25 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сосновская – Одесская (С-98) до Омской ВЭС ориентировочной протяженностью 16,2 км	110	км	–	–	–	–	16,2	–	–	16,2	Омская ВЭС	АО «ВетроСПК»	18,35

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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 указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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 УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [7], п. 381, (таблица 26).

Таблица 26 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Южного энергорайона

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [8].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 27 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для Южного энергорайона

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1.1 (установка на ПС 220 кВ Лузино АОПО ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) с передачей команд ПА по ВЧ-каналу)									
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой АОПО ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	39,65
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой УПАСК (ПРД) для передачи команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой оборудования ВЧ-обработки ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой оборудования ВЧ-обработки ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	38,99
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой УПАСК (ПРМ) для приема команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой УОН ПА для реализации управляющего воздействия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	6,61
Реконструкция ПС 110 кВ Чунаевка с установкой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	6,61
Реконструкция ПС 110 кВ Кировская с установкой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	6,61
Итого по варианту № 1.1									98,47
Вариант № 1.2 (установка на ПС 220 кВ Лузино АОПО ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64) с передачей команд ПА по ВОЛС)									
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой АОПО ВЛ 110 кВ Лузино – Кировская с отпайками II цепь (С-64)	–	–	–	110	–	–	–	–	21,39
Реконструкция ПС 220 кВ Лузино с установкой УПАСК (ПРД) для передачи команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой УПАСК (ПРМ) для приема команд ПА	–	–	–	–	–	–	–	–	20,74
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой УОН ПА для реализации управляющего воздействия на отключение нагрузки	–	–	–	–	–	–	–	–	
Создание ВОЛС от ПС 220 кВ Лузино до ПС 110 кВ Западная	–	18,3	–	–	–	–	–	–	17,76
Итого по варианту № 1.2									59,89
Вариант № 2 (Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) для перевода электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей отпаечных ПС 110 кВ Входная и ПС 110 кВ Западная по резервному участку ЛЭП, находящемуся в отключенном состоянии)									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпак на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП	110	1×2×0,1	АС-120	110	–	–	–	–	0,72
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	–	–	–	110	–	–	–	–	20,91
Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	–	–	–	110	–	–	–	–	
Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	–	–	–	110	–	–	–	–	20,91
Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	–	–	–	110	–	–	–	–	
Итого по варианту № 2									42,54

Таблица 28 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1.1	Вариант № 1.2	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	97,58	59,34	42,15
<i>То же в процентах</i>	<i>232 %</i>	<i>141 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	115,14	52,07	48,96
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	154,11	84,90	66,18
<i>То же в процентах</i>	<i>233 %</i>	<i>128 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 29 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1.1 по реализации развития сетей для Южного энергорайона в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	97,58	97,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	97,58	97,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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):																						
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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	115,14	0,00	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76
в том числе:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	115,14	0,00	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	212,72	97,58	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	154,11	97,58	5,33	4,94	4,57	4,23	3,92	3,63	3,36	3,11	2,88	2,67	2,47	2,29	2,12	1,96	1,81	1,68	1,56	1,44	1,33	1,24

Таблица 30 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1.2 по реализации развития сетей для Южного энергорайона в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	59,34	59,34	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																					
ВЛ	17,60	17,60	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	41,74	41,74	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																						
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 %	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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	52,07	0,00	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
в том числе:	–																					
ВЛ	2,82	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	49,25	0,00	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	111,41	59,34	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	84,90	59,34	2,41	2,23	2,07	1,91	1,77	1,64	1,52	1,41	1,30	1,21	1,12	1,03	0,96	0,89	0,82	0,76	0,70	0,65	0,60	0,56

Таблица 31 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 по реализации развития сетей для Южного энергорайона в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	42,15	42,15	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																					
ВЛ	0,71	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	41,44	41,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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):																						
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 %	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 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	48,96	0,00	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
в том числе:	–																					
ВЛ	0,06	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	48,90	0,00	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	91,11	42,15	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	66,18	42,15	2,27	2,10	1,94	1,80	1,67	1,54	1,43	1,32	1,22	1,13	1,05	0,97	0,90	0,83	0,77	0,71	0,66	0,61	0,57	0,53

Как видно из таблицы 28, наиболее экономичным вариантом по реализации развития сетей Южного энергорайона является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

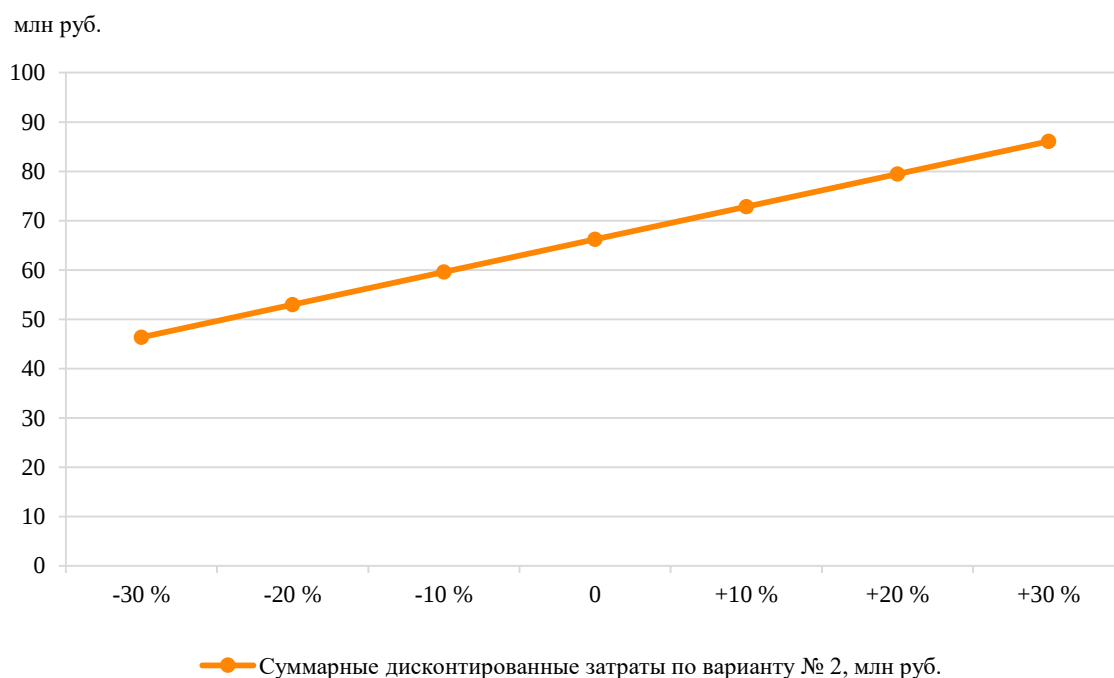
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 8.

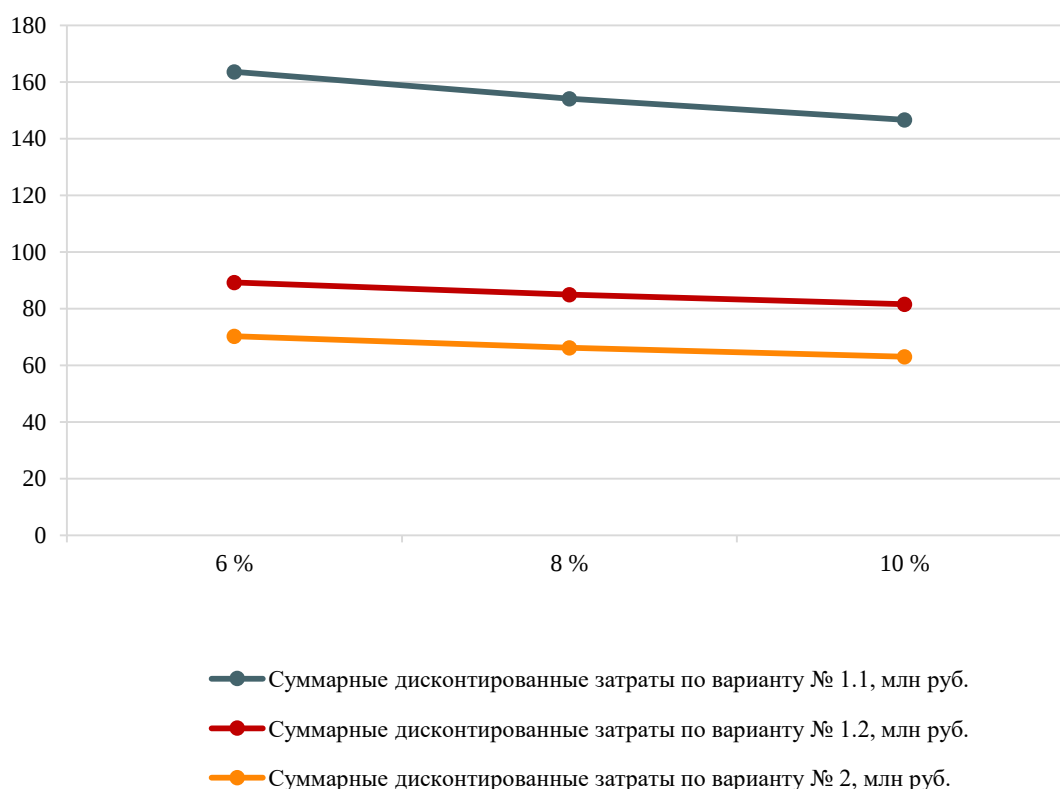


Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	46	53	60	66	73	79	86

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.

млн руб.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1.1, млн руб.	164	154	147
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1.2, млн руб.	89	85	82
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	70	66	63

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % вариант № 2 остается наиболее экономичным, разница с вариантами № 1.1, № 1.2 составляет 94 % и 7 % соответственно. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 30 % варианты № 2 остается наиболее экономичным по сравнению с вариантом № 1.1, разница составляет 79 %. При увеличении капитальных затрат на 30 % варианты № 1.2 и № 2 становятся равноэкономичными;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1.1, № 1.2 остаются более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 133 % и 27 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1.1 и № 1.2 остаются также более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 133 % и 29 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 по реализации развития сетей Южного энергорайона сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 20 %. При ухудшении исходных показателей на 30 %

вариант № 2 сохраняет свое экономическое преимущество по сравнению с вариантом № 1.1 и становится равноэкономичным по отношению к варианту № 1.2.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Омской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 24.12.2024 № 46@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 26.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Омской области по годам представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Омской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	222,53	6720,30	7265,11	7003,39	8929,05	9286,21	9657,66	49084,24

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [9];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [10] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Омской области осуществляют свою деятельность 6 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 72 % в суммарной НВВ сетевых организаций Омской области) и АО «Омскэлектро» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 23 % в суммарной НВВ сетевых организаций Омской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Омской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [11];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [12].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

¹ Приказы Региональной энергетической комиссии Омской области от 15.12.2023 № 431/82 и от 30.11.2024 № 240/74.

включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня $3,5 \times \text{EBITDA}$ за 2024 год – 12 лет).

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

- 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;
- с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом региональной энергетической комиссии Омской области от 30.11.2024 № 239/74 «О внесении изменений в приказ Региональной энергетической комиссии Омской области от 28 ноября 2022 года № 526/67» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Омской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Омской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Омской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Омской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии с учетом условий регуляторного соглашения (в среднем для всех групп потребителей)	8 %	8 %	8 %	5 %	1 %	1 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	3,1 %	0,4 %	0,6 %	0,1 %	0,3 %	0,4 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

- объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;
- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью

⁴ Приказ ФАС России от 30.11.2023 № 928/23.

соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Омской области представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Омской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	578	939	974	1200	1248	1281
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	241	459	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1022	1444	1380	1808	1826	1865

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 36 и на рисунке 10.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 36 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	18,2	21,2	24,1	26,2	27,7	29,4
НВВ	млрд руб.	17,1	18,0	18,6	18,9	19,4	21,0
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,1	-3,1	-5,5	-7,3	-8,4	-8,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,63	3,04	3,44	3,74	3,95	4,17
Среднегодовой темп роста	%	—	116	113	109	106	106
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,48	2,59	2,65	2,70	2,76	2,98
Среднегодовой темп роста	%	—	105	102	102	102	108
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,15	-0,45	-0,79	-1,04	-1,20	-1,20

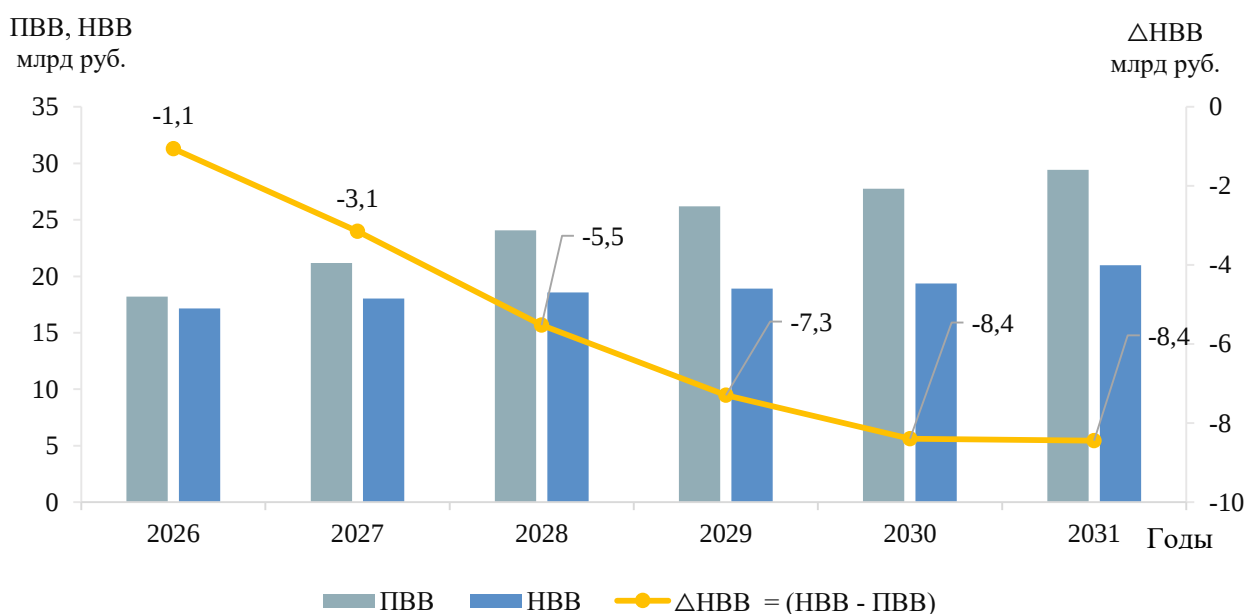


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 36, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Омской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период 2026–2031 годов составляет 15,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 8,7 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительном объеме бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях (таблица 37).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Омской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Омской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Омской области оценивается в 2031 году в объеме 12887 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,23 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Омской области к 2031 году увеличится и составит 2057 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,52 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Омской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6227–6265 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Омской области в 2031 году составит 1638,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Омской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 422,2 км, трансформаторной мощности 48,0 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов,

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.08.2025).

7. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении 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 субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/ (дата обращения: 29.08.2025).

8. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт

«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 29.08.2025).

9. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.08.2025).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.08.2025).

11. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 29.08.2025).

12. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.08.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Омской области													
Омская ТЭЦ-3	АО «ТГК-11»			Газ, мазут									
		9	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		10	T-120/130-12,8		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		11	ПТ-60/65-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		12	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		13	P-60-130-1		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		1, 2, 3	ПГУ		85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	445,2	445,2	445,2	385,2	385,2	385,2	385,2	385,2	
Омская ТЭЦ-4	АО «ТГК-11»			Уголь, газ, мазут									
		4	P-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	T-100/120-130-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		7	T-100/120-130-2		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	ПТ-135/165-12,8/1,47 ПР1		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	
Омская ТЭЦ-5	АО «ТГК-11»			Уголь, мазут									
		1	ПТ-98/108-12,8/1,28		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	ПТ-98/110-130/13-1М		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		3	T-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		4	T-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		5	T-185/210-130		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	735,0	
ТЭС Омсктехуглерод	ООО «Омсктехуглерод»			Газ									
		1	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭС Омскшина	ПАО «Омскшина»			Газ									
		1	P-6-35/10м-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/10м-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭС ООО «ГПА»	ООО «ГПА»			Газ									
		1	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Нововаршавская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–									
		1 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ОНПЗ СЭС	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»			–									
		1–4	ФЭСМ		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	
Установленная мощность, всего		–	–		19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	
ВЭС	АО «ВетроСПК»			–									
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3285)							18,4	18,4	18,4	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–							18,4	18,4	18,4	
Русско-Полянская СЭС	ООО «ГРИН Энерджи Рус»			–									
		1 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Омской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	3×180+2×60	–	–	–	540+120	2030 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	5136,66	5136,66
2	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	371	–	–	–	371	– ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	41543,46	41543,46
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	380	–	–	–	380	– ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42173,65	42173,65
4	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карбышево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2026 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	212,14	210,53

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Омской области	Омская область	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	802,04	802,04
6	Омской области	Омская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпаяк на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,91	0,91
7	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,97	15,97
8	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,10	8,10

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
9	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,97	15,97
10	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,10	8,10

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.