

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ОРЛОВСКОЙ 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 .....	9
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
2.2 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 .....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	13
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 .....	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	19
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	19
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	19
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 .....	19

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	19
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области .....	19
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	23
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	23
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	25
3.3	Прогноз потребления мощности.....	26
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	27
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	29
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	29
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 Орловской области .....	29
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	32
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 .....	34
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	39
7.1	Основные подходы.....	39
7.2	Исходные допущения.....	40
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	43
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	44
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	49

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	51
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.....	52

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
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
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
Т	–	трансформатор
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
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 Орловской 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 Орловской 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 Орловской 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 Орловской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ и обслуживает территорию Орловской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Черноземное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Белгородской, Курской и Орловской областей;
- филиал ПАО «Россети Центр» – «Орелэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Орловской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Орловской области связана с энергосистемами:

- Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Курской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;
- Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 110 кВ – 3 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Орловской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
	Более 100 МВт
–	–
	Более 50 МВт
–	–
	Более 10 МВт
ООО «Керама Марацци»	18,0

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Орловской области на 01.01.2025 составила 387,1 МВт, в том числе: ГЭС – 1,2 МВт, ТЭС – 385,9 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 Орловской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	381,3	–	–	+5,8	–	387,1
ГЭС	1,2	–	–	–	–	1,2
ТЭС	380,1	–	–	+5,8	–	385,9

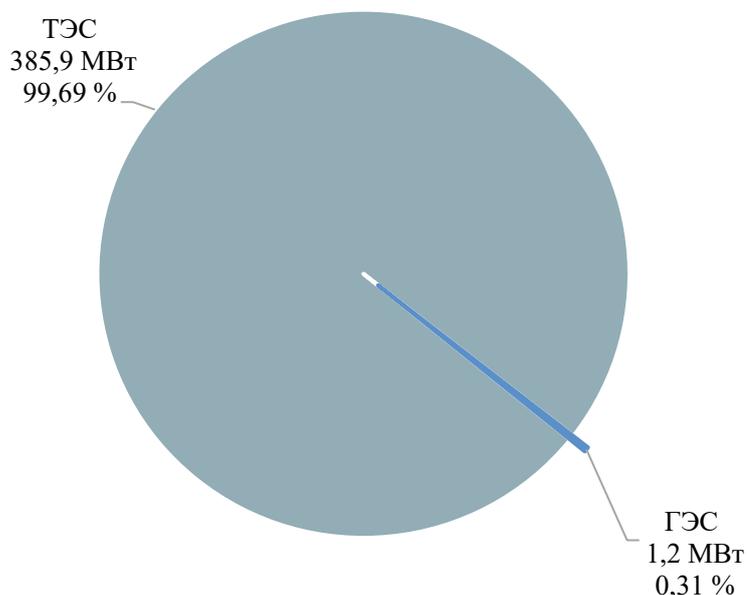


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Орловской области по состоянию на 01.01.2025

### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Орловской области в 2024 году составило 1734,7 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 8,6 млн кВт·ч, ТЭС – 1726,1 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	1091,5	1275,4	1485,3	1485,2	1734,7
ГЭС	4,8	5,7	6,8	8,2	8,6
ТЭС	1086,7	1269,7	1478,5	1477,0	1726,1

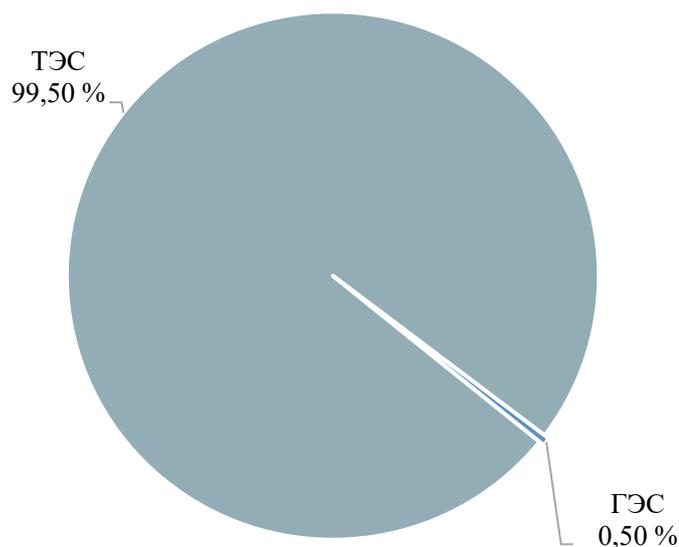


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Орловской области в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2730	2832	2899	2866	2937
Годовой темп прироста, %	-2,60	3,74	2,37	-1,14	2,48
Максимум потребления мощности, МВт	460	473	466	474	495
Годовой темп прироста, %	-0,86	2,83	-1,48	1,72	4,43
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5935	5987	6221	6046	5933
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 10:00	19.01 10:00	07.12 11:00	07.12 11:00	18.01 11:00

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Среднесуточная ТНВ, °С	-7,8	-20,7	-10,1	-8,2	-11,3

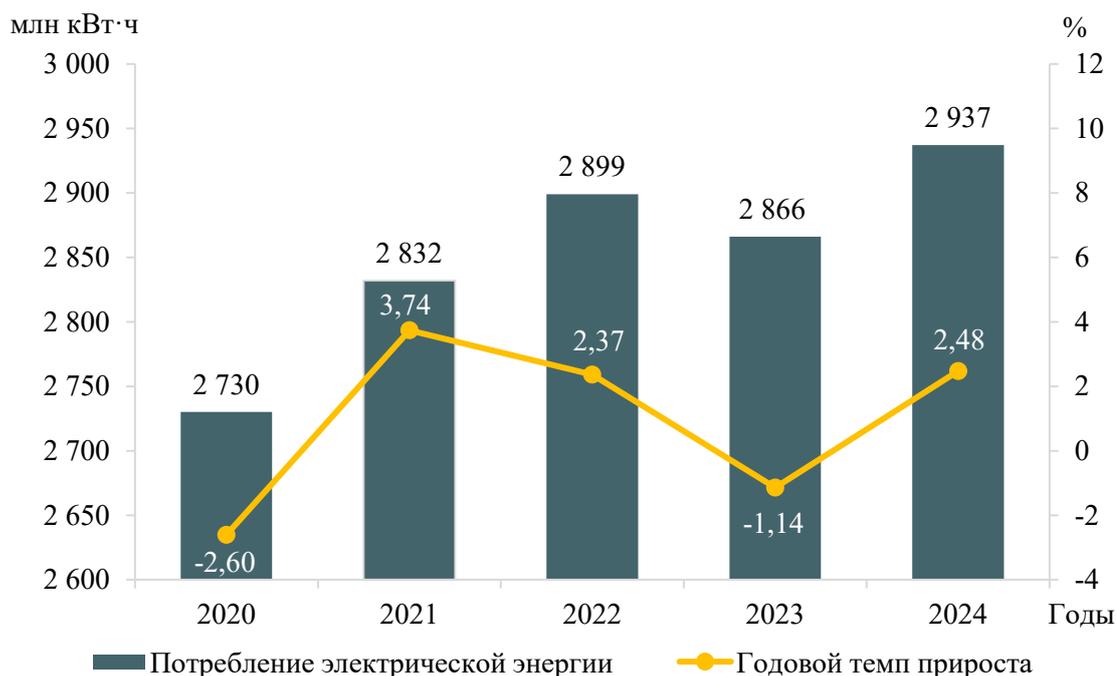


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Орловской области и годовые темпы прироста

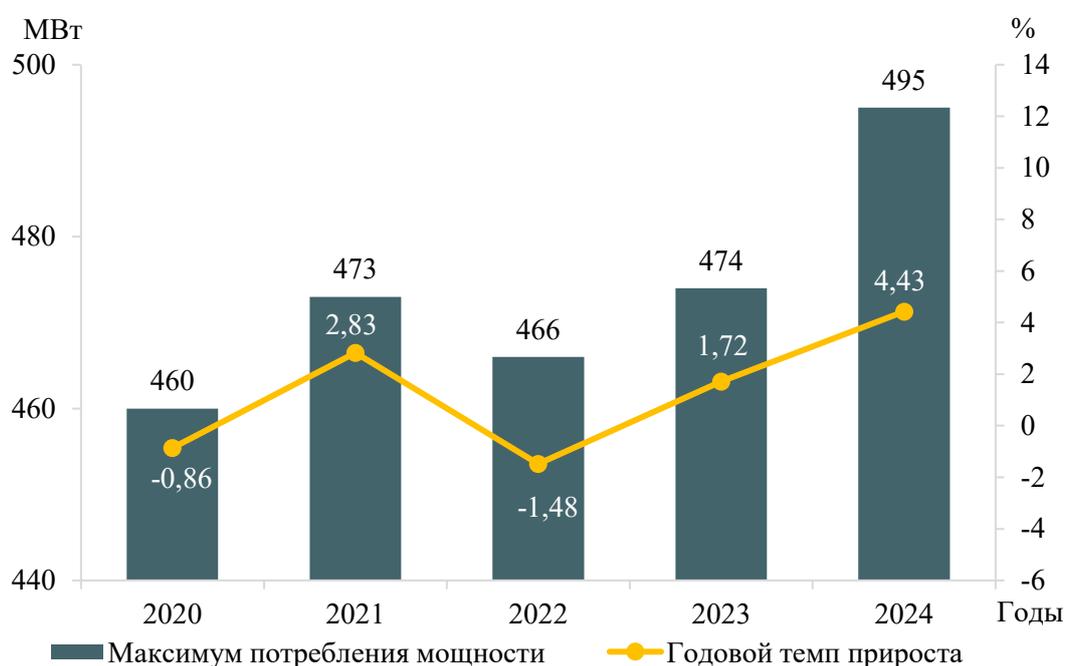


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Орловской области увеличилось на 134 млн кВт·ч и составило в 2024 году 2937 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,94 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии

составил 3,74 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,60 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области увеличился на 31 МВт и составил 495 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,30 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 4,43 % в 2024 году; наибольшее снижение зафиксировано в 2022 году и составило 1,48 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области был зафиксирован в 1991 году в размере 744 МВт.

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

- снижением потребления при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу АО «Транснефть-Дружба»;
- ростом потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Орловской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Орловской области приведен в таблице 6.

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство отпайки на ПС 220 кВ Керама Марацци от ВЛ 220 кВ Орловская Районная – Узловая	ООО «Керама Марацци»	2020	0,38 км
2	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Железнодорожная – Мираторг	ООО «Мираторг-Курск»	2021	39,34 км

Таблица 6 – 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Керама Марацци	ООО «Керама Марацци»	2020	25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мираторг	ООО «Мираторг-Курск»	2021	16 МВА

## **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 Орловской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

### **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
2020	16.12.2020	-2,2
	17.06.2020	22,8
2021	15.12.2021	-1,3
	16.06.2021	21,8
2022	21.12.2022	-1,9
	15.06.2022	16,1
2023	20.12.2023	1,9
	21.06.2023	17,7
2024	18.12.2024	-3,8
	19.06.2024	21,9

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 Центр»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр» 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 <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , 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 Володарская	110/10	T1	110/10	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,75
			T2	110/10	6,3	4,37	3,6	4,43	4,64	4,68	2,26	3,42	3,25	4,42	3,45	
2	ПС 110 кВ Речица	110/10	T1	110/10	6,3	0,95	0	0,52	0,54	0,48	0	0	0	0,41	0,45	0,914
			T2	110/10	6,3	0	1,14	0,62	0,64	0,29	0,65	0,81	0,98	0,48	0,49	

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке 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 Володарская	T1	ТМН-2500/110/10	1973	74,37	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T2	ТМН-6300/110/10	1976	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
2	ПС 110 кВ Речица	T1	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	
		T2	ТМН-6300/110/10	1989	94,75	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 <sub>ном</sub> 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 Володарская	2024 / зима	4,68	ПС 110 кВ Володарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	1,12	0,015	0,23–0,4	0,11	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
2	ПС 110 кВ Речица	2023 / зима	1,18	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18

### ПС 110 кВ Володарская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 4,68 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 78,29 %. В ПАР отключения трансформатора Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 63,55 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т2 при ТНВ  $-3,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,169.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,75 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т1 в ПАР отключения трансформатора Т2 составляет 3,93 МВА и превышает  $S_{ддн}$  на величину до 49,71 %. С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т2 в ПАР отключения трансформатора Т1 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 3,93 МВА (53,36 % от  $S_{ддн}$ ).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,12 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,015 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{срм}$  – 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 составит:

$$S_{персп}^{тр} = 4,68 + 0,12 + 0 - 0,75 = 4,05 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на

другие центры питания в объеме 0,75 МВА превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 ПС 110 кВ Володарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т2, на величину до 54,29 % (без ТП превышение до 49,71 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,75 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т2 ПС 110 кВ Володарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т1, и составляет 54,99 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Володарская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т2 на ПС 110 кВ Володарская с учетом перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,75 МВА расчетный объем ГАО составит 1,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на трансформатор мощностью не менее 4,05 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

ПАО «Россети Центр» предложено выполнить перекатку существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речица на ПС 110 кВ Володарская и перекатку существующего трансформатора Т1 мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица.

Также мероприятие по замене трансформатора Т1 на ПС 110 кВ Володарская является комплексным и необходимо к реализации в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатор Т1 1×2,5 МВА на 1×6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Речица.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 1,18 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 16,48 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,137.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,914 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 0,266 МВА (3,71 % от  $S_{\text{ддн}}$ ).

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Речица отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 1,18 + 0 + 0 - 0,914 = 0,266 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,914 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Речица, оставшегося в работе после отключения Т2 (Т1), и составляет 3,71 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Анализ загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Речица после перекачки существующего силового трансформатора Т1 мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица приведен ниже.

С учетом фактической максимальной нагрузки 1,18 МВА, выявленной в зимний контрольный замер 2023 года, в ПАР отключения трансформатора Т2 (Т1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 (Т2) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 44,95 % (16,47 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т1 (Т2) в ПАР отключения трансформатора Т2 (Т1) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 0,266 МВА (10,13 % (3,71 %) от  $S_{\text{ддн}}$ ).

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т2 при ТНВ +1,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,137.

С учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ в ПАР отключения трансформатора Т2 (Т1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 (Т2) с учетом перевода нагрузки не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 10,13 % (3,71 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить перекачку существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речица на ПС 110 кВ Володарская и перекачку существующего трансформатора Т1 мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица.

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

### 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

Предложения от сетевых организаций на территории Орловской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

### 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 Орловской области, отсутствуют.

## **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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Орловской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

### 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.

## **2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности**

### 2.4.1 Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- город Москва;
- Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 11. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр

при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 11 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 % <sup>3)</sup>	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций <sup>1)</sup>	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической <sup>2)</sup>	15338	16272	16272	16272	16272	16272
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

#### Примечания

1 <sup>1)</sup> При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 <sup>2)</sup> Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 <sup>3)</sup> Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026–2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

– реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская в 2025 году;

– строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино в 2028 году;

– строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие в 2028 году;

– строительство ПС 500 кВ Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

– реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;

– строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;

– строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;

– строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 250 МВт в 2027 году;

– строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 250 МВт в 2028 году;

– строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 450 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ «Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

### **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 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Орловской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Орловской 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Новые резиденты АО «ОЭЗ ППТ» Орел»	АО «Корпорация развития Орловской области»	0	36,0	110	2025 2029	ПС 220 кВ Мценск

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Орловской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Орловской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2944	2969	3005	3028	3037	3046	3057
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	25	36	23	9	9	11
Годовой темп прироста, %	–	0,85	1,21	0,77	0,30	0,30	0,36

Потребление электрической энергии по энергосистеме Орловской области прогнозируется на уровне 3057 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,57 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 36 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 1,21 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 и 2030 годах и составит 9 млн кВт·ч или 0,30 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Орловской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 12.

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

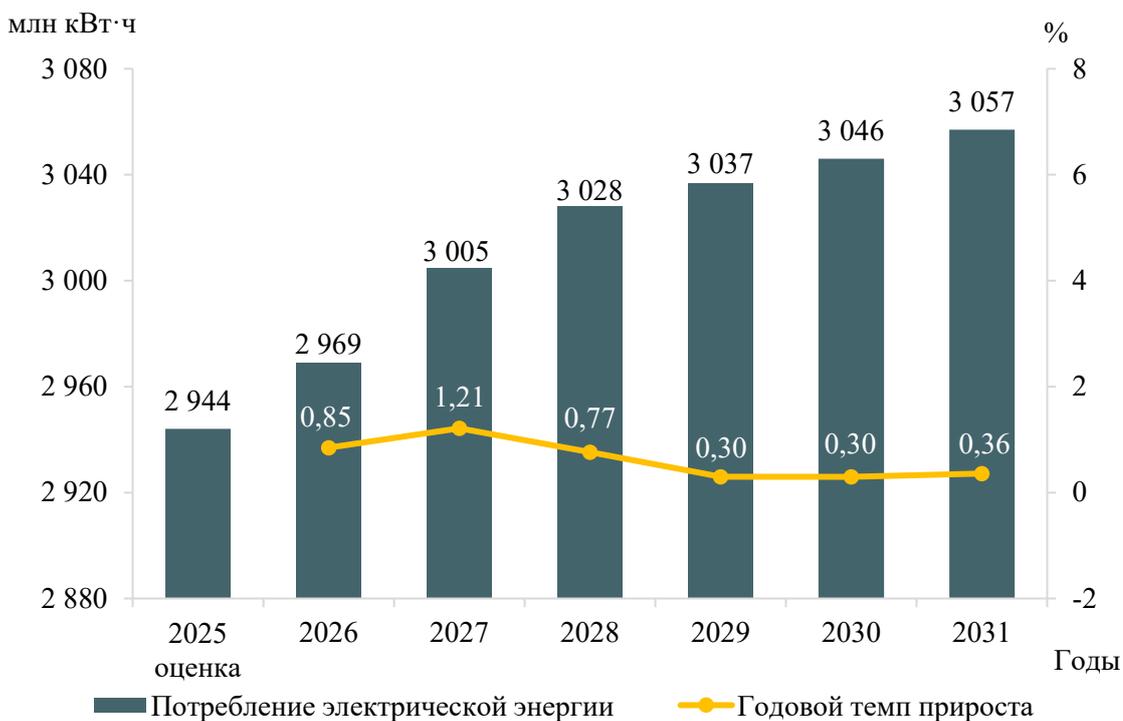


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Орловской области и годовые темпы прироста

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

- развитием особой экономической зоны «Орёл»;
- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления населения и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	500	498	500	501	504	505	506
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-2	2	1	3	1	1
Годовой темп прироста, %	–	-0,40	0,40	0,20	0,60	0,20	0,20

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5888	5962	6010	6044	6026	6032	6042

Максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области к 2031 году прогнозируется на уровне 506 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,31 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 3 МВт, что соответствует годовому темпу прироста мощности 0,60 %; снижение мощности ожидается в 2026 году в размере 2 МВт или 0,40 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6042 ч/год.

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



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

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Орловской области в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Орловской области к 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 387,1 МВт. К 2031 году

структура генерирующих мощностей энергосистемы Орловской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Орловской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Орловской области представлена на рисунке 7.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Орловской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	387,1	387,1	387,1	387,1	387,1	387,1	387,1
ГЭС	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ТЭС	385,9	385,9	385,9	385,9	385,9	385,9	385,9

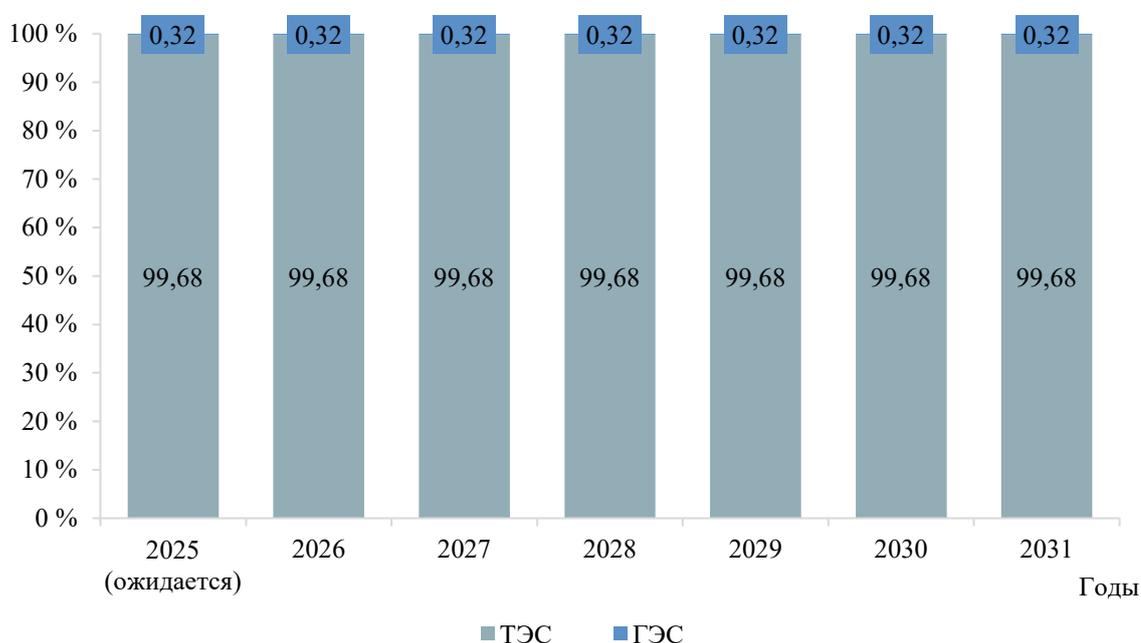


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Орловской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Орловской 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**

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Орловской области не требуются.

##### **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 Орловской области**

В таблице 16 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 Орловской области.

Таблица 16 – 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 Орловской 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 220 кВ Орловская Районная со строительством ОРУ 220 кВ на новой площадке	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей	н/д <sup>1)</sup>	–	16
2	Перезавод из ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная в ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка) ВЛ 220 кВ Орловская Районная – Узловая с отпайкой на ПС Керама Марацци		220	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
3	Строительство перемычки 220 кВ между ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная и ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка)		220	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
4	Перемещение одного автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА с ПС 220 кВ Орловская Районная на ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка)		220	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
5	Реконструкция ПС 220 кВ Орловская Районная со строительством ОРУ 110 кВ на новой площадке		110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
6	Перезавод из ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная в ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка) ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Новоселово I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Новоселово II цепь с отпайкой на ПС Володарская со строительством перемычек 110 кВ между ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная и ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка) с образованием четырех ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Орловская Районная I цепь с отпайкой ПС Володарская, ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Орловская Районная II цепь с отпайкой ПС Володарская, ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Новоселово I цепь с отпайкой ПС Знаменская, ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Новоселово II цепь		110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	–				

№ 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	
7	Перезавод из ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная в ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка) ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ – Орловская Районная I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ – Орловская Районная II цепь с отпайками		110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
8	Реконструкцию ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Северная I цепь с отпайкой на ГПП СПЗ и ВЛ 110 кВ Орловская Районная – Северная II цепь с отпайкой на ГПП СПЗ с образованием ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Северная I цепь, ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Северная II цепь, ВЛ 110 кВ Орловская Районная – ГПП СПЗ I цепь, ВЛ 110 кВ Орловская Районная – ГПП СПЗ II цепь с присоединением ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Северная I цепь и ВЛ 110 кВ Орловская Районная (новая площадка) – Северная II цепь к новым линейным ячейкам 110 кВ в новом ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Орловская Районная (новая площадка)	ПАО «Россети Центр»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х				
9	Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ ППТ «Орел» с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Корпорация развития Орловской области»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Орловской области»	АО «Корпорация развития Орловской области»	–	36
10	Строительство двух КВЛ 110 кВ Мценск – ОЭЗ ППТ «Орел», протяженность определяется проектом		110	х	х	–	–	–	–	–	–	х					

Примечание – <sup>1)</sup> Обеспечение технологического присоединения потребителей филиала ПАО «Россети Центр» – «Орелэнерго» к сетям ПАО «Россети».

### **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 17.

Таблица 17 – 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 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км <sup>1)</sup>	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Володарская, ПС 110 кВ Речица с перемещением трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица и трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речица на ПС 110 кВ Володарская	ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	

Примечание – <sup>1)</sup> Мероприятие реализуется на территории Орловской области, Курской области, Тульской области, Калужской области и Московской области.

**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 18.

Таблица 18 – 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 Володарская, ПС 110 кВ Речица с перемещением трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица и трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речица на ПС 110 кВ Володарская	ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

## **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 Орловской 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) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 05.12.2024 № 26@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр», утвержденную приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 35@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 27@;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 14.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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 Орловской области по годам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Орловской 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	122,48	40,83	40,83	43,33	85,50	122,48	19187,28	19642,72

## **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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Орловской 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 [6] 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 Орловской области осуществляют свою деятельность 4 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 84 % в суммарной НВВ сетевых организаций Орловской области) и АО «Орелоблэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Орловской 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 Орловской 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:

- 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 [7].

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 тарифов<sup>1</sup>, 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,

---

<sup>1</sup> Приказы Управления по тарифам и ценовой политике Орловской области от 28.11.2022 № 580-т и от 29.11.2024 № 362-т.

включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, 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.

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 20.

Таблица 20 – 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/ЕБИТДА 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
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

<sup>2</sup> 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
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Департамента государственного регулирования цен и тарифов Орловской области от 29.11.2024 № 364-т «О внесении изменений в приказ Управления по тарифам и ценовой политике Орловской области от 28.11.22 № 581-т «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Орловской области» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Орловской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. 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 Орловской 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 Орловской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Орловской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

<sup>3</sup> 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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – 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 %
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	1,0 %	1,0 %	0,6 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %

#### 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 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 Орловской области представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Орловской 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:	617	651	657	696	659	659
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)	–	–	2	37	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	837	790	845	849	836	836

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Орловской 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 23 и на рисунке 8.

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 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Орловской 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.	7,5	8,2	8,7	9,1	9,5	9,9
НВВ	млрд руб.	7,8	8,3	8,6	8,8	9,0	9,3

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	0,1	-0,1	-0,3	-0,5	-0,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,50	3,80	4,00	4,17	4,35	4,53
Среднегодовой темп роста	%	–	108	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,64	3,85	3,94	4,05	4,14	4,27
Среднегодовой темп роста	%	–	106	102	103	102	103
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,14	0,05	-0,06	-0,12	-0,21	-0,26

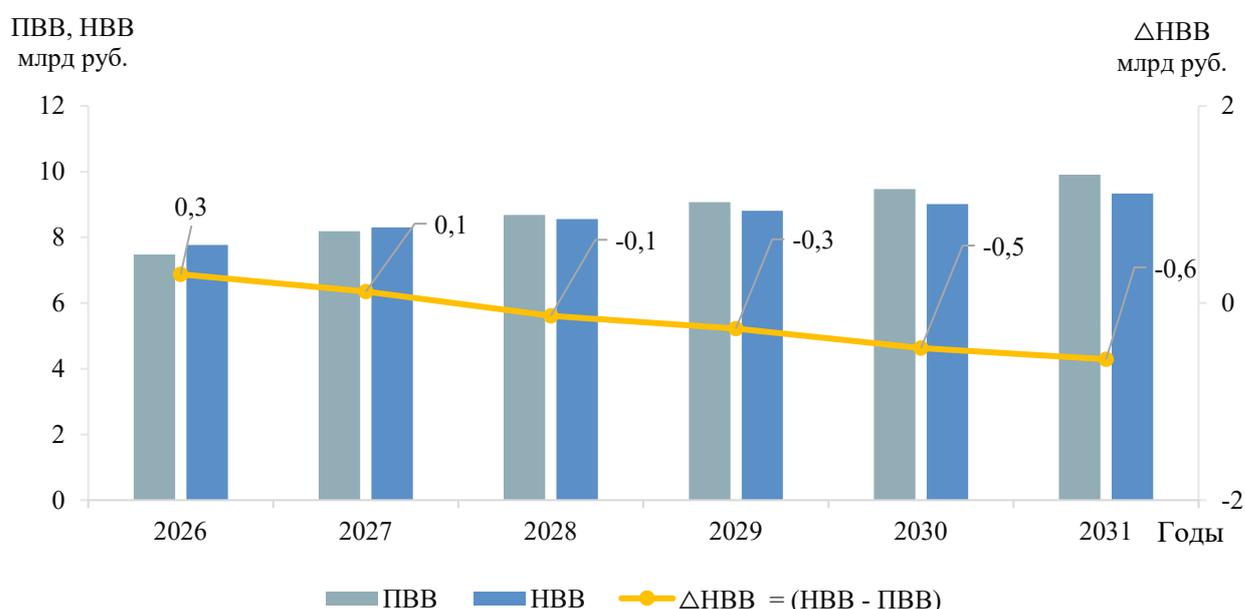


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Орловской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Орловской 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 Орловской 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) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при снижении (сценарий 2) и отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) (сценарий 3) роста среднего единого (котлового) тарифа. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 2,0–8,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

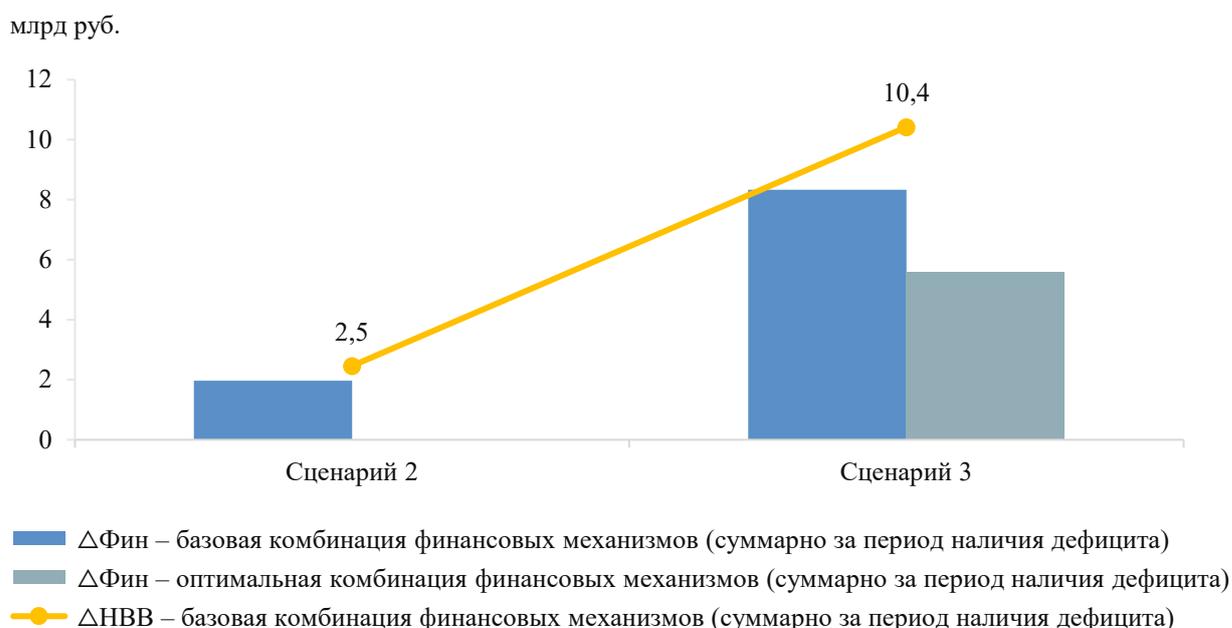


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Орловской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	40 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	43 %	60 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2. 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) определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 24).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Орловской области включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Орловской области в долгосрочной перспективе, 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 Орловской области оценивается в 2031 году в объеме 3057 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,57 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Орловской области к 2031 году увеличится и составит 506 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,31 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Орловской области в 2026–2031 годах прогнозируется в диапазоне 5962–6044 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Орловской области в 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 387,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Орловской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Орловской области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 106 км, трансформаторной мощности 80 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_433519/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. 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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/)  
(дата обращения: 29.08.2025).

7. 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/](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	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 Орловской области														
Орловская ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут										
		5	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	T-100/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	T-100/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0		
Ливенская ТЭЦ	АО «РИР Энерго»			Газ, мазут										
		3	LM 2500+G4		29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8		
ТЭЦ Ливенского сахарного завода	ООО «ЛИВНЫ-САХАР»			Газ										
			AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Орловская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ										
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ АО «Мценский завод «Коммаш»	АО «Мценский завод «Коммаш»			Газ										
		1	JMC 320 GS-N.L.C		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JMC 320 GS-N.L.C		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
Лыковская ГЭС	ООО «Мценский керамический завод» (ООО «ЛЫКОВСКАЯ ГЭС»)			–										
		1	GSH1000M34 (ПЛ)		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2		

**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 Орловской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	103850,31	103850,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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
2	Орловской области	Орловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Володарская, ПС 110 кВ Речица с перемещением трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Володарская на ПС 110 кВ Речица и трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА с ПС 110 кВ Речица на ПС 110 кВ Володарская	ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2029 <sup>3)</sup>	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	47,76	47,18
				ПАО «Россети Центр»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2029 <sup>3)</sup>			

Примечания

1<sup>1)</sup> 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.

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	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				

2<sup>2)</sup> 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<sup>3)</sup> 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.