

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КАЛУЖСКОЙ 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 .....	9
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 .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
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 .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	14
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 .....	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	24
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 .....	24

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	25
2.4.1	Энергосистема г. Москвы и Московской области .....	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	28
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	30
3.3	Прогноз потребления мощности.....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	32
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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 Калужской области .....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	36
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 .....	38
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	40
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	41
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	42
7.1	Основные подходы.....	42
7.2	Исходные допущения.....	43
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	46
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	47
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	49
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	51
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	52

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	54
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 .....	55

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СН	–	среднее напряжение
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
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
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 Калужской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Калужской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период до 2030 года, в том числе:

- 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 Калужской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ и обслуживает территорию Калужской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Калужской, Тульской и Рязанской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Калужской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами:

– г. Москвы и Московской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Рязанской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Смоленской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.;

– Тульской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Брянской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Калужской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «ПромСорт-Калуга»	166
Более 50 МВт	
ООО «Агро-Инвест»	95
Более 10 МВт	
ОП ООО «Цементум Центр» (п. Ферзиково)	34
ООО «АГР»	12
ООО «Нестле Россия»	12

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Агрегатный завод»	11

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области на 01.01.2024 составила 150,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	142,0	20,0	6,0	–	-6,0	150,0
ТЭС	142,0	20,0	6,0	–	-6,0	150,0

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Калужской области в 2023 году составило 269,2 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	285,0	217,1	259,0	244,4	269,2
ТЭС	285,0	217,1	259,0	244,4	269,2

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Калужской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6821	7066	7492	7402	7449
Годовой темп прироста, %	-1,44	3,59	6,03	-1,20	0,63
Максимум потребления мощности, МВт	1146	1222	1270	1253	1291
Годовой темп прироста, %	-1,21	6,63	3,93	-1,34	3,03
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5952	5782	5899	5907	5770
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.01 11:00	11.12 13:00	23.12 17:00	04.02 11:00	13.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,0	-7,2	-15	-5,2	-9,5

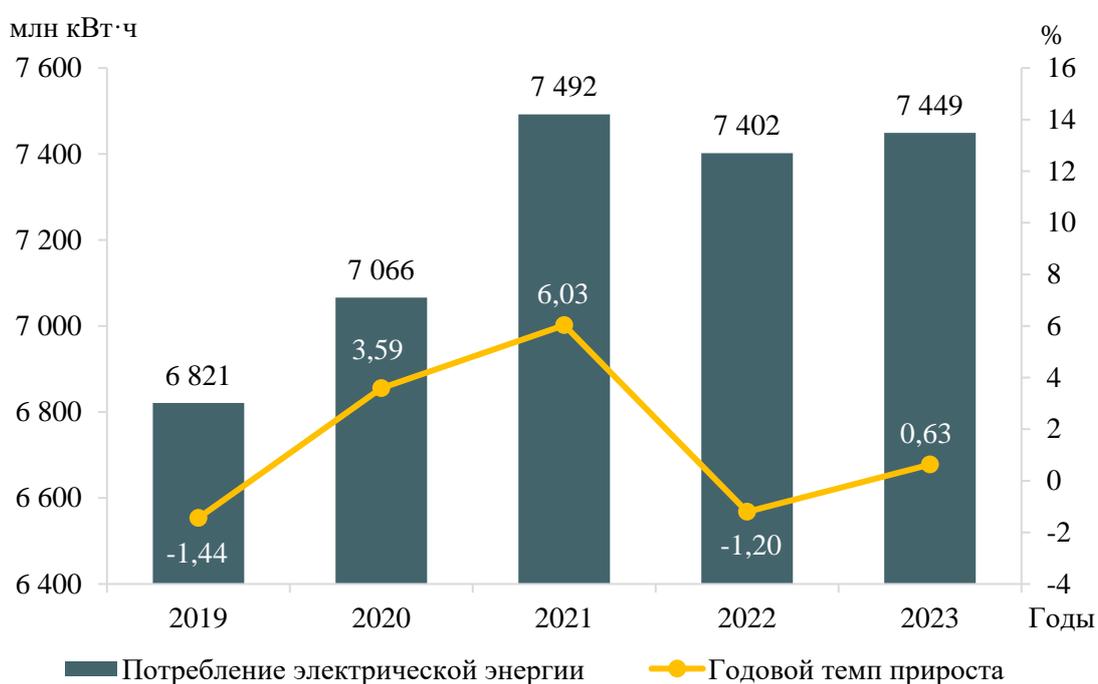


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

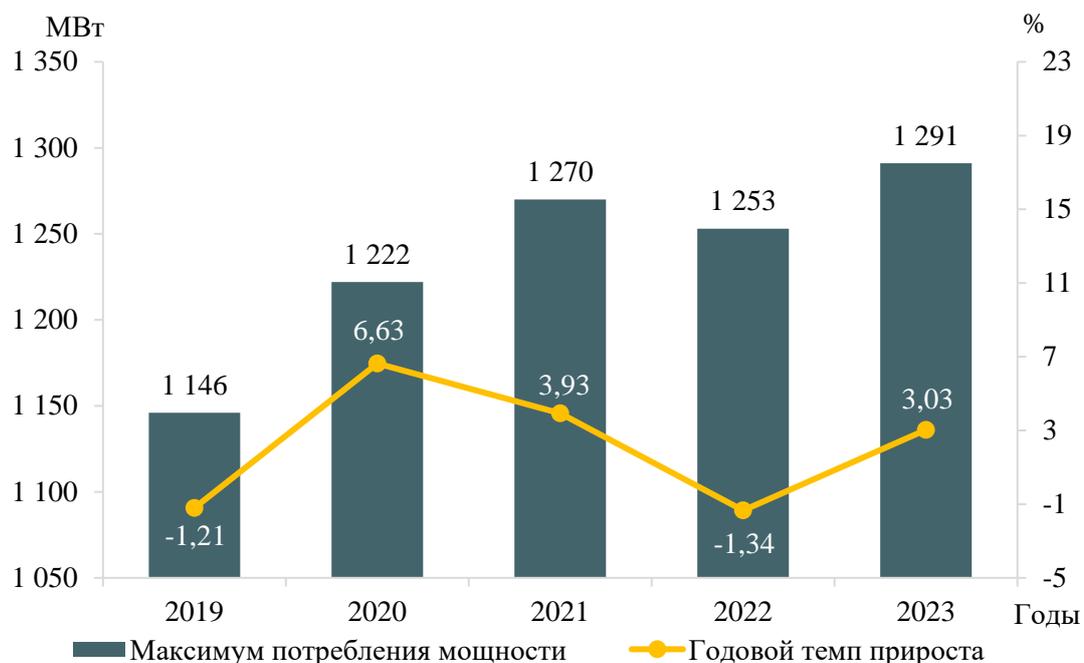


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области выросло на 528 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7449 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,48 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,03 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 1,44 %.

В период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области вырос на 131 МВт и составил 1291 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,16 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,63 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности в 2022 году и составило 1,34 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области был зафиксирован в 2023 году в размере 1291 МВт.

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

- 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;
- разнонаправленными тенденциями потребления промышленными потребителями;
- ростом потребления предприятиями по производству сельскохозяйственной продукции, в том числе выход на проектную мощность потребителя по круглогодичному выращиванию овощей ООО «Агро-Инвест»;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

## 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 Калужской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Калужской 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	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Юхнов Северная с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	33,56 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	33,56 км
3	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 1 с отп.)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,62 км
4	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками II цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 2 с отп.)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,62 км
5	110 кВ	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебинино на ПС 110 кВ Ахлебинино с образованием ВЛ 110 кВ Ахлебинино – Дубрава	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	15 км
6	110 кВ	Выполнение захода ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебинино на ПС 110 кВ Ахлебинино с образованием двух ВЛ 110 кВ Орбита – Ахлебинино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	4,88 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	Замена автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ на ПС 220 кВ Литейная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Промзона № 2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2020	2×63 МВА
3	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Квань	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Михали с двумя трансформаторами 110/10 кВ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×6,3 МВА
5	110 кВ	Установка трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ на ПС 110 кВ Университет	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×16 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Вега	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	40 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/10 кВ на ПС 110 кВ Вега	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	40 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ворсино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Протва	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	40 МВА
10	110 кВ	Установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Ахлебинино	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	25 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Козельск	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	16 МВА
12	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 110/10 кВ на ПС 110 кВ Промзона	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2023	63 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Росва	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Бетлица	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2023	10 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 Калужской 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. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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
2019	18.12.2019	3,2
	19.06.2019	20,7
2020	16.12.2020	-2,6
	17.06.2020	22,1
2021	15.12.2021	-2,7
	16.06.2021	19,7
2022	21.12.2022	-3,7
	15.06.2022	14,5
2023	20.12.2023	2,6
	21.06.2023	16,6

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 и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов ПС на перспективный период, 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 пять 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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Радищево	110/10	T-1	115/11	16	9,16	9,09	11,58	10,12	8,98	5,87	7,59	7,01	6,76	6,87	0
			T-2	115/11	16	7,96	9,90	10,47	9,72	9,42	6,70	5,93	6,47	6,43	7,08	
2	ПС 110 кВ Белоусово	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	4,49	4,41	7,57	7,34	7,18	4,30	3,25	3,79	5,7	4,63	0
			T-2	115/38,5/11	10	6,74	9,18	6,68	10,72	7,40	4,89	6,79	7,43	5,61	6,04	
3	ПС 110 кВ Строительная	110/10	T-1	115/11	10	2,04	3,61	2,39	2,54	2,48	2,27	1,46	1,85	1,80	2,59	0
			T-2	115/11	10	7,00	7,05	9,12	5,72	6,86	4,36	4,95	5,27	5,35	3,84	
4	ПС 110 кВ Денисово	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	10,8	11,10	11,18	9,10	10,14	9,96	10,93	16,00	8,71	9,93	0
			T-2	115/11	16	5,92	10,86	11,65	8,19	8,79	8,07	10,10	6,80	9,10	7,82	
5	ПС 110 кВ Ахлебинино	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	1,66	1,19	1,32	0,98	0,369	0,7	1,15	1,18	0,87	0,27	1
			T-2	115/38,5/11	25	–	–	–	0,48	0,71	–	–	–	0,15	0,78	
6	ПС 110 кВ Перемышль	110/35/10	T1	115/38,5/11	6,3	3,44	3,97	3,36	3,95	6,37	3,50	3,36	3,64	3,46	3,91	0
			T2	115/38,5/11	10	2,24	2,56	2,52	2,32	2,09	1,86	1,93	2,02	2,17	1,73	
7	ПС 110 кВ Белкино	110/10	T1	115/10,5/10,5	25	13,69	13,60	15,12	10,65	16,18	7,89	7,51	9,05	10,02	9,71	0
			T2	115/10,5/10,5	40	9,39	11,81	10,49	16,43	12,35	9,24	9,68	9,73	8,13	9,40	

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

№ 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 Радищево	T-1	ТДН-16000/110-76 У1	1976	90,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-76 У1	1976	77	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Белоусово	T-1	ТДТН-10000/110	1987	90,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-У1	2011	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Строительная	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	1977	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-70 У1	1977	90,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Денисово	T-1	ТДТН-25000/110-У1	1992	96,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	2007	88,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Ахлебинино	T-1	ТДТН-25000/110 У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110 У1	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Перемышль	T1	ТМТН-6300/110 У1	2002	93,38	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T2	ТДТН-10000/110-У1	1979	77,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Белкино	T1	ТРДН-25000/110-66	1975	93,00	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T2	ТРДН-40000/110-У1	2010	92,31	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Радищево	2021 / зима	22,05	ПС 110 кВ Радищево	ТУ для ТП менее 670 кВт (107 шт.)	–	–	2024	2,512	0,377	0,23–10	0,214	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28
2	ПС 110 кВ Белоусово	2022 / зима	18,06	ПС 110 кВ Белоусово	ТУ для ТП менее 670 кВт (88 шт.)	–	–	2025	6,943	2,937	0,23–10	0,401	18,485	18,485	18,485	18,485	18,485	18,485
3	ПС 110 кВ Строительная	2021 / зима	11,51	ПС 110 кВ Строительная	ТУ для ТП менее 670 кВт (42 шт.)	–	–	2025	2,142	1,025	0,23–10	0,11	11,63	11,63	11,63	11,63	11,63	11,63
4	ПС 110 кВ Денисово	2021 / зима	22,83	–	–	–	–	–	–	–	–	–	22,83	22,83	22,83	22,83	22,83	22,83
5	ПС 110 кВ Ахлебинино	2019 / зима	1,66	ПС 110 кВ Ахлебинино	ТУ для ТП менее 670 кВт (50 шт.)	–	–	2024	0,493	0	0,4–10	0,049	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54
					ООО «Молочные активы»	17.03.2008	08/4003-кэ	2024	5,0	1,6	10	1,7						
6	ПС 110 кВ Перемышль	2023 / зима	8,46	ПС 110 кВ Перемышль	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)	–	–	2025	1,673	1,315	0,23–10	0,036	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
7	ПС 110 кВ Белкино	2023 / зима	28,53	ПС 110 кВ Белкино	ТУ для ТП менее 670 кВт (36 шт.)			2024	0,943	0,04	0,23–10	0,090	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05	29,05
					ООО Специализированный застройщик «Белорусский квартал»	15.03.2021	401042508	2024	2,5	1,515	10	0,394						

### ПС 110 кВ Радищево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 18,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-2,7^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,05 + 0,23 + 0 - 0 = 22,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Радищево, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19,7 % (без ТП превышение до 18,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Радищево ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Радищево расчетный объем ГАО составит 3,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Белоусово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,06 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 44,5 % (54,6 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,17 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,425 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,06 + 0,425 + 0 - 0 = 18,485 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Белоусово, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 47,9 % (58,2 %).

В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Белоусово расчетный объем ГАО составит 6,8 (5,99) МВА

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,485 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

ПАО «Россети Центр и Приволжье» предложено выполнить перекатку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово и перекатку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### ПС 110 кВ Ахлебинино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 1,66 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 5,3 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 и Т-2 при ТНВ +3,2 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,893 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 1,66 + 1,88 + 0 - 1 = 2,54 \text{ МВА.}$$

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 1 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ахлебинино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 8,14 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Анализ загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Ахлебинино после перекачки существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино приведен ниже.

С учетом фактической максимальной нагрузки 1,66 МВА, выявленной в зимний контрольный замер 2019 года, в ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 14,7 % (13,3 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,13 (1,25).

С учетом перспективной нагрузки 1,88 МВА, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) с учетом перевода нагрузки не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 22,55 % (20,34 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить перекачку существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово и перекачку трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Строительная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 98,9 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-2,7^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 11,51 + 0,12 + 0 - 0 = 11,63 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 99,96 % от  $S_{ддн}$ .

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Строительная с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2  $2 \times 10$  МВА на  $2 \times 16$  МВА).

#### ПС 110 кВ Денисово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 22,83 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 14,2 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 17,5% (по стороне СН).

Трансформатор Т-1 трехобмоточный (115/11/6,6 кВ), обмотка НН 6,6 кВ не задействована в работе. По данным собственника, мощность обмотки СН составляет 16,75 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ  $-2,7^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,16 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,83 + 0 + 0 - 0 = 22,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1 по стороне СН) ПС 110 кВ Денисово, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 14,2 % (17,5 % по стороне СН Т-1).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Денисово ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Денисово расчетный объем ГАО составит 2,83 (3,34) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,83 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего трехобмоточного силового трансформатора Т-1 25 МВА и двухобмоточного силового трансформатора Т-2 16 МВА на двухобмоточные силовые трансформаторы 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Перемышль.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 8,46 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 7,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т2 (Т1) при ТНВ +2,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,13 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,358 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,46 + 0,04 + 0 - 0 = 8,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1

ПС 110 кВ Перемышль, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 7,9 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перемышль ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Перемышль расчетный объем ГАО составит 0,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,5 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 6,3 МВА на 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Белкино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 28,53 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 0,8 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 (Т2) при ТНВ +2,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,53 + 0,52 + 0 - 0 = 29,05 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Белкино, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 2,7 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Белкино ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т2 на ПС 110 кВ Белкино расчетный объем ГАО составит 0,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 29,05 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Калужской 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 Калужской 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

#### Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий 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, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Мероприятия 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

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	90 км	2028	ПАО «Россети»

### 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 12. С учетом решений Протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 №АН-П51-115пр (далее – Протокол от 29.10.2024) при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 15 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Москвы и Московской области.

Таблица 12 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	22309	22705	23048	23411	23723	24044
Дополнительная мощность для резервирования в размере 15 %	3346	3406	3457	3512	3558	3607
Потребность в мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области	25655	26111	26505	26923	27281	27651
Располагаемая мощность электростанций	15831	15838	16772	16772	16772	16772
Аварийность максимальная	500	500	500	500	500	500
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления энергосистемы г. Москвы и Московской области	23631	23638	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	2024	2473	1933	2351	2709	3079

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
С учетом мероприятий по усилению электрической сети, включая строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино, строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие, строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ, а также перекоммутацию в ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Михайловская						
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8500	8500	8500	9050	9500	9500
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва 15 % с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности максимальной	1824	2273	1733	1601	1509	1879
Дополнительная потребность в мощности без учета резервирования и аварийности	0	0	0	0	0	0

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2025–2030 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 3079 МВт в 2030 году.

Согласно плану мероприятий («дорожная карта») по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

- 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 на границе Московской и Тульской областей с автотрансформаторами 500/220 кВ с заходами ЛЭП 220 кВ и заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снижает потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области до 1879 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 15 %, потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области в 2030 году отсутствует.

С учетом анализа режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона) реализацию мероприятий по покрытию потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области целесообразно выполнять в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская –

Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергосистемы г. Москвы и Московской области и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону,

в соответствии с пунктом 2 Протокола от 29.10.2024 для покрытия потребности в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области за основу принят следующий сценарий развития электрических сетей:

– строительство двух линий электропередачи переменного тока 750 кВ «Грибово – Москва» и «Курская АЭС – Москва» в 2030 году;

– реконструкция и строительство объектов электросетевого хозяйства 220–500 кВ в период с 2025 по 2030 год.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство одной линии электропередачи постоянного тока «Нововоронежская АЭС – Москва» в 2032 году.

В части развития генерирующих мощностей в соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака необходимо обеспечить строительство одного энергоблока установленной мощностью 450 МВт на Каширской ГРЭС и двух энергоблоков на ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 установленной мощностью по 250 МВт на каждой ТЭЦ (суммарно 950 МВт).

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калужской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Калужской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Металлургический комбинат (расширение производственных мощностей, 3-й этап)	ООО «ПромСорт-Калуга»	222,4	169,6	220	2026	ПС 500 кВ Калужская ПС 220 кВ Мирная ПС 220 кВ Кедрово ПС 220 кВ Латышская ПС 220 кВ Созвездие
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Индустриальный парк	АО «Корпорация развития Калужской области»	2,0	14,0	10	2024	ПС 110 кВ Восток

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7802	7955	8239	8491	8798	9019	9262
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	153	284	252	307	221	243
Годовой темп прироста, %	–	1,96	3,57	3,06	3,62	2,51	2,69

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калужской области прогнозируется на уровне 9262 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,16 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 307 млн кВт·ч или 3,62 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 153 млн кВт·ч или 1,96 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Калужской области представлены на рисунке 3.

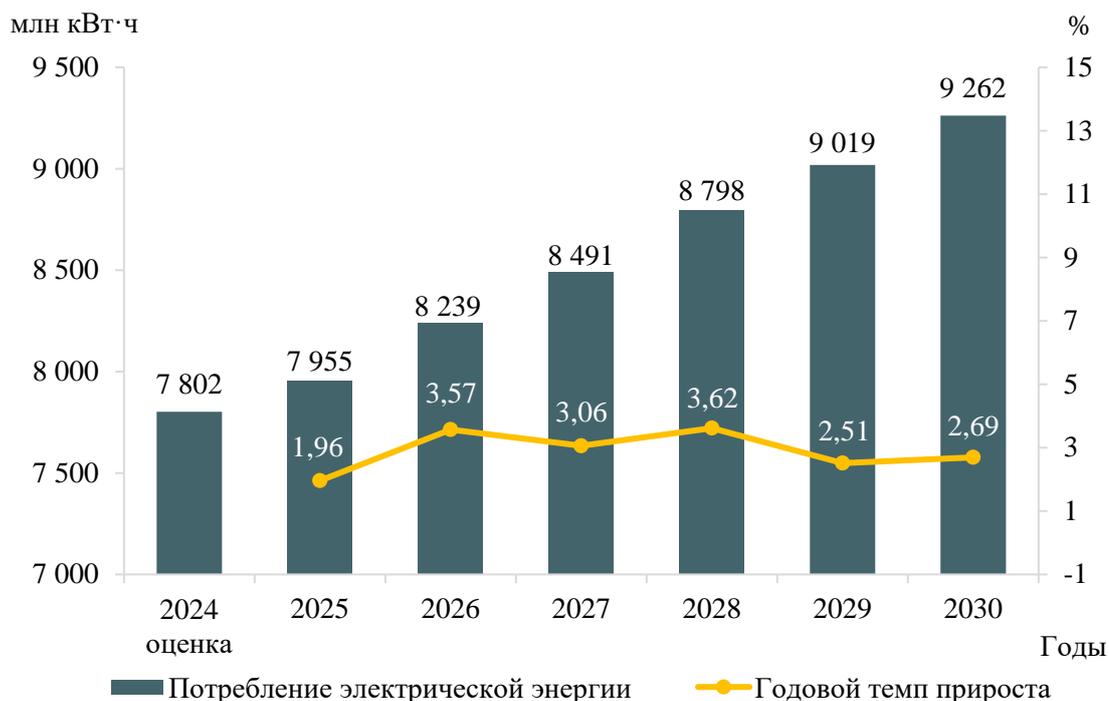


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

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

- развитием производства на действующих промышленных предприятиях, основной прирост ожидается в металлургическом комплексе – ООО «ПромСорт-Калуга»;
- вводом новых промышленных потребителей, а также потребителей в сфере хранения и обработки данных.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1295	1350	1443	1462	1472	1482	1492
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	55	93	19	10	10	10
Годовой темп прироста, %	–	4,25	6,89	1,32	0,68	0,68	0,67

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6025	5893	5710	5808	5977	6086	6208

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2030 году прогнозируется на уровне 1492 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,09 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 93 МВт или 6,89 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2028–2030 годах и составит 10 МВт или 0,68 % в 2028 и 2029 годах и 0,67 % в 2030 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено планируемым увеличением производственных мощностей электрометаллургического завода (ООО «ПромСорт-Калуга»). Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6208 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

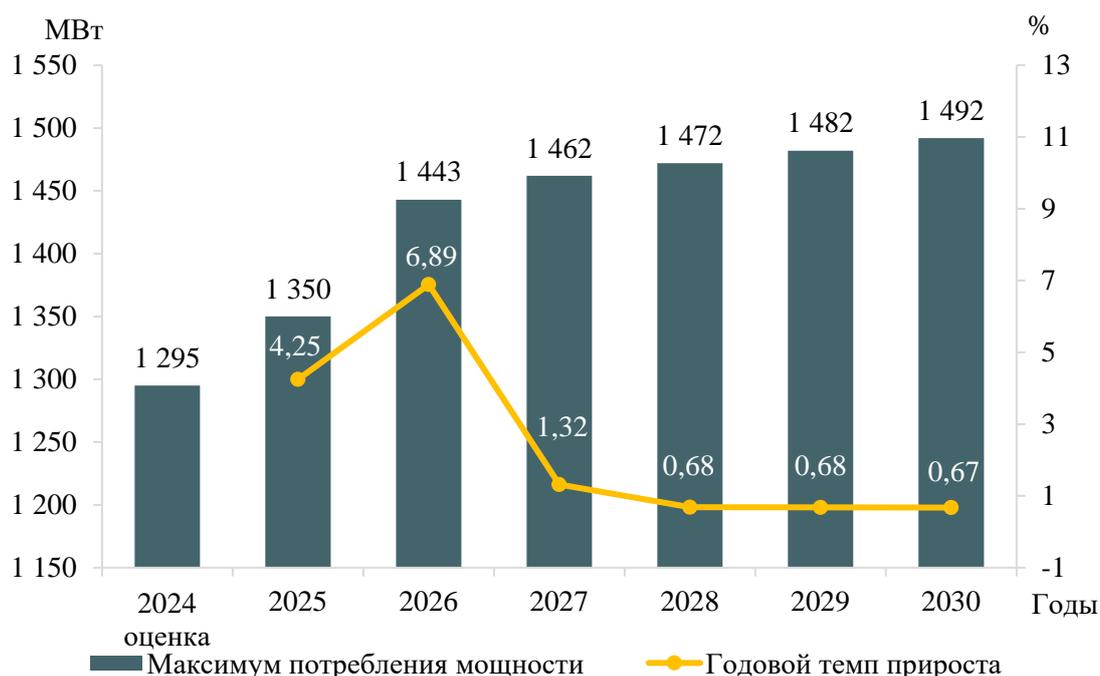


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста

### 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 Калужской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области в 2030 году составит 154,6 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области представлена на рисунке 5.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6
ТЭС	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6

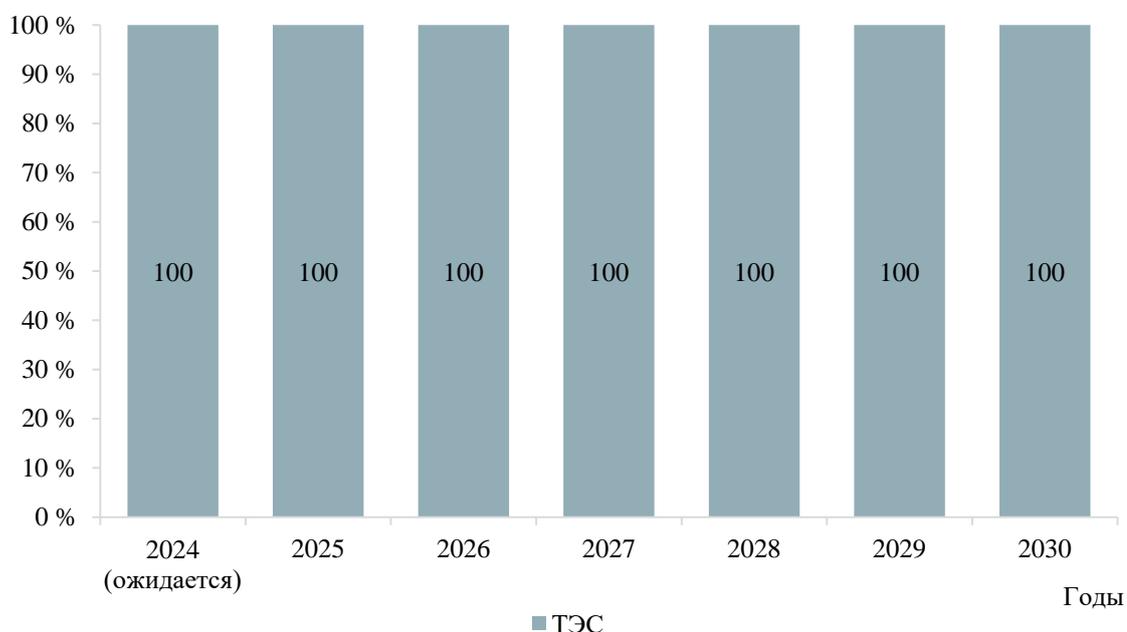


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Калужской 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 2024–2030 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 Калужской 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 Калужской области**

В таблице 17 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 Калужской области.

Таблица 17 – 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 Калужской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	ООО «ПромСорт-Калуга»	220	МВА	–	–	1×180	–	–	–	–	180	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПромСорт-Калуга»	ООО «ПромСорт-Калуга»	222,4	169,6

### **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 18.

Таблица 18 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	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

**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 и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2025	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
			110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	
2	Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебинино с перемещением трансформаторов Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебинино и Т-1 110/10 кВ, Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебинино на ПС 110 кВ Белоусово	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
			110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

## **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 Калужской 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 28@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@;

3) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 21.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

– 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 Калужской области по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Калужской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	435	2752	2910	3370	3505	2738	2847	18557

## **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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской 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 [5] 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 2024 год на территории Калужской области осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 96 % в суммарной НВВ сетевых организаций Калужской 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 Калужской 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 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- 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 2023 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 среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

---

<sup>1</sup> Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от 24.11.2022 № 533-РК.

амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 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 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

В соответствии с основным методом регулирования НВВ на содержание электрических сетей включает возврат доходности на планируемые инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из нормы доходности 11 % и сроков возврата инвестиций – 35 лет.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от 29.11.2023 № 242-РК «О внесении изменения в Приказ Министерства конкурентной политики Калужской области от 16.11.2022 N 165-РК «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

передаче электрической энергии по сетям на территории Калужской области на 2023–2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Калужской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Калужской 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 Калужской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Калужской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-1,8 %	1,2 %	-1,8 %	0,8 %	1,6 %	1,8 %

#### 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.

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 Калужской области представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Калужской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2195	2010	2076	2076	2076	2076
объем 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)	286	100	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2338	2606	2514	2504	2504	2504

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской 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 24 и на рисунке 6.

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 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	15,5	17,1	17,6	18,5	19,5	20,6
НВВ	млрд руб.	15,3	16,4	17,3	17,7	18,3	18,8
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,23	-0,70	-0,30	-0,76	-1,23	-1,88
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,18	3,47	3,64	3,78	3,93	4,08
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,13	3,33	3,58	3,63	3,68	3,71
Среднегодовой темп роста	%	–	106	107	101	101	101
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,05	-0,14	-0,06	-0,16	-0,25	-0,37

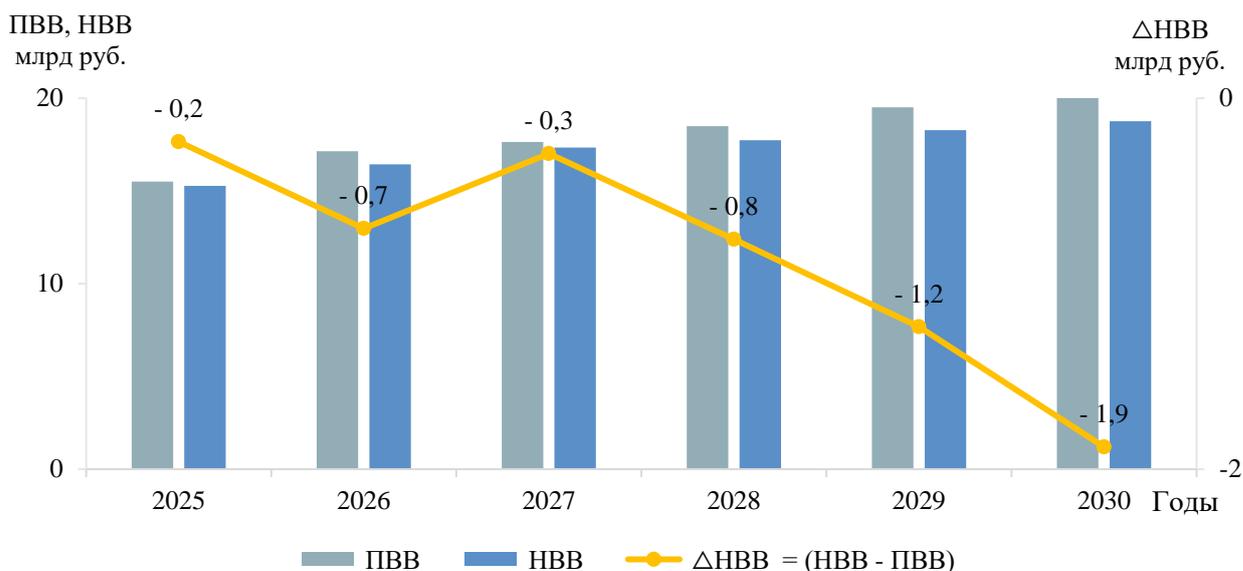


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Калужской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозируемом периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Калужской 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 Калужской 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 (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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и недостаточность условий тарифного регулирования в случае снижения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 1,7–14,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

млрд руб.

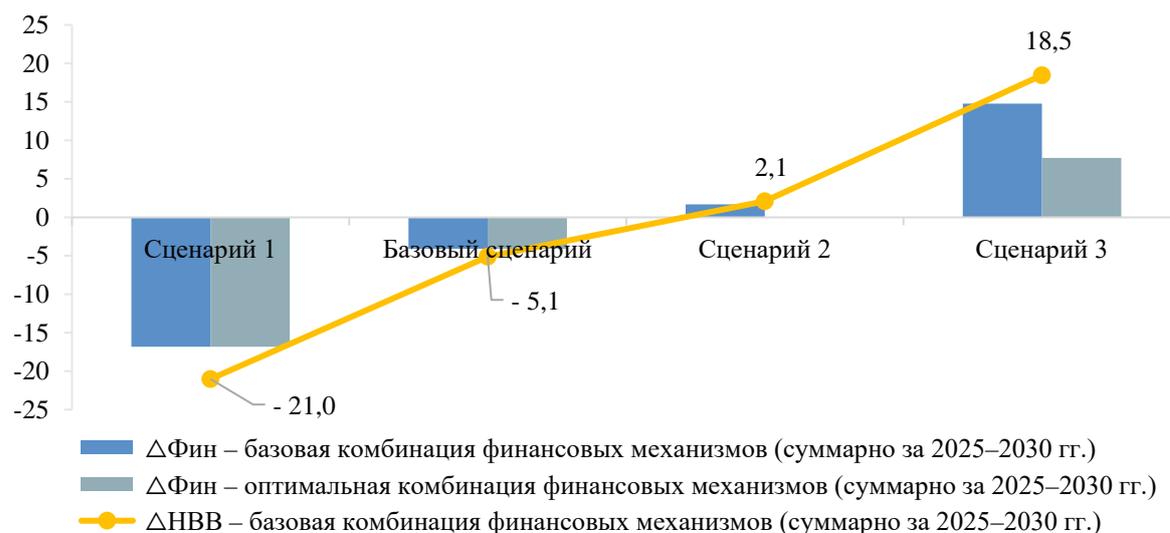


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Калужской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	34 %	47 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	46 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 25) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Калужской области оценивается в 2030 году в объеме 9262 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,16 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2030 году увеличится и составит 1492 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,09 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области в 2025–2030 годах прогнозируется в диапазоне 5710–6208 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Калужской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области к 2030 году составит 154,6 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 145 км, трансформаторной мощности 330 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: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, 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: 29.11.2024).

3. 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: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 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: 29.11.2024).

5. 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: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

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 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
<b>Энергосистема Калужской области</b>														
Калужская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут										
		ТГ 2	П-6-3.4/0.5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		ГТ 4	ГТУ LM 2500		29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8		
ТЭЦ КТЗ	ПАО «Калужский турбинный завод»			Газ, мазут										
		Г1	ПТ-12-90/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		Г2	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		Г3	ПТ-25-90-10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0		
КБК энерго	ООО «КБК энерго»			Газ										
		1	Р6-35/10М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		Г 2	MWM TCG 3020			2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	Присоединение 01.10.2024
		Г 3	MWM TCG 3020		2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	Присоединение 01.10.2024	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6		
Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	ПАО «Калужская сбытовая компания»			Газ										
		1	ГТУ LM2500 DLE		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
ГПЭС БТ п.Воротынок	ООО «КаскадЭнергосбыт»			Газ										
		ГПУ №1	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №2	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №3	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №4	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2		
ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «Калужский турбинный завод»			Газ										
		Г1	ПТ12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»			Газ										
		Турбо-генератор №1	АП-6		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		
Энергоблок 1.8 ХАЯТ	ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС»			Газ										
		ГТУ №1	MARS 100		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		ГТУ №2	MARS 100		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		

**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 Калужской 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, г. Москва	Строительство ЛЭП 750 кВ Курская АЭС – новая ПС 750 кВ ориентировочной протяженностью 500 км	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	–	500	500	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	80 475,90	80 475,90
2	г. Москвы и Московской области, Калужской области	Московская область, Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	90	–	–	90	–	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	4 342,46	4 342,46

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
3	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	463,66	449,69
					110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025			
4	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово, ПС 110 кВ Ахлебино с перемещением трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с ПС 110 кВ Белоусово на ПС 110 кВ Ахлебино и Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Ахлебино на ПС 110 кВ Белоусово	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	144,52	144,52
					110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 <sup>3)</sup>			

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026 <sup>3)</sup>	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	246,71	246,71
6	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	136,92	136,92

№ 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	203,46	203,46

#### 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.

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.