

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЯЗАНСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание энергосистемы	6
1.1 Основные внешние электрические связи	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	9
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	12
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	12
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	12
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	15
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	16
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	16
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	16
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	17
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	17
3.2 Прогноз потребления электрической энергии	19

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	21
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
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 Рязанской области.....	23
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	25
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	25
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	26
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	27
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	28
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	29
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	30
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	31

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЦП	–	центр питания
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	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 Рязанской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 Рязанской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Рязанской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

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

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

- филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Рязанской области;
- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Рязаньэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Рязанской области;
- ООО «НЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Рязанской области;
- Лесновское МУП ЖКХ – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Рязанской области;
- структурные подразделения филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Московская и Юго-Восточная дирекции по энергообеспечению.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Рязанской области связана с энергосистемами:

- г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 7 шт.;
- Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Нижегородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт.;
- Смоленской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;
- Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;
- Тамбовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Республики Мордовия (Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Рязанской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РНПК»	123,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «Серебрянский цементный завод»	34,0
ООО «Яндекс ДЦ»	28,0
АО «Михайловцемент»	25,0
ООО «Газпром трансгаз Москва» «Путятинское ЛПУМГ»	17,0
ООО «Завод Точного Литья»	13,0
ООО «Ларта Гласс Рязань»	10,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Рязанской области на 01.01.2023 составила 3699,7 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Рязанской 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 Рязанской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3719,1	–	25,0	+5,6	–	3699,7
ТЭС	3719,1	–	25,0	+5,6	–	3699,7

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Рязанской области приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Рязанской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6509	6532	6483	6849	6962
Годовой темп прироста, %	-0,12	0,35	-0,75	5,65	1,65
Максимум потребления мощности, МВт	1023	1016	996	1051	1064
Годовой темп прироста, %	-1,73	-0,68	-1,97	5,52	1,24
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6363	6429	6509	6517	6543
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	22.02 10:00	23.01 11:00	14.12 17:00	24.12 17:00	08.12 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-14,5	-20,4	-8,5	-14,7	-9,3

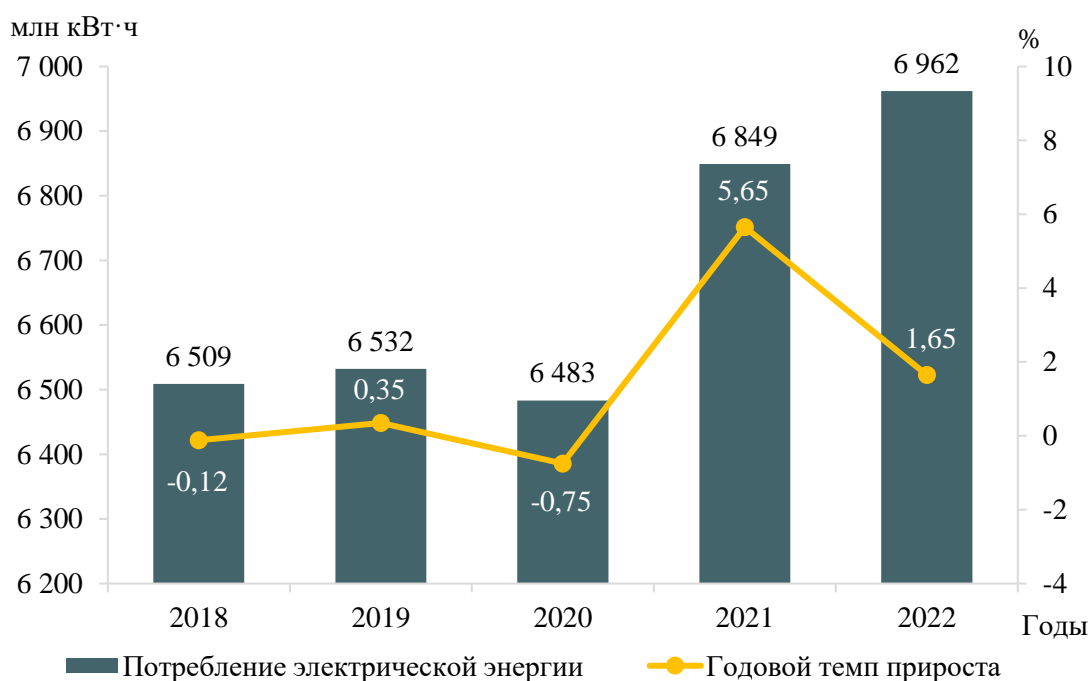


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Рязанской области и годовые темпы прироста

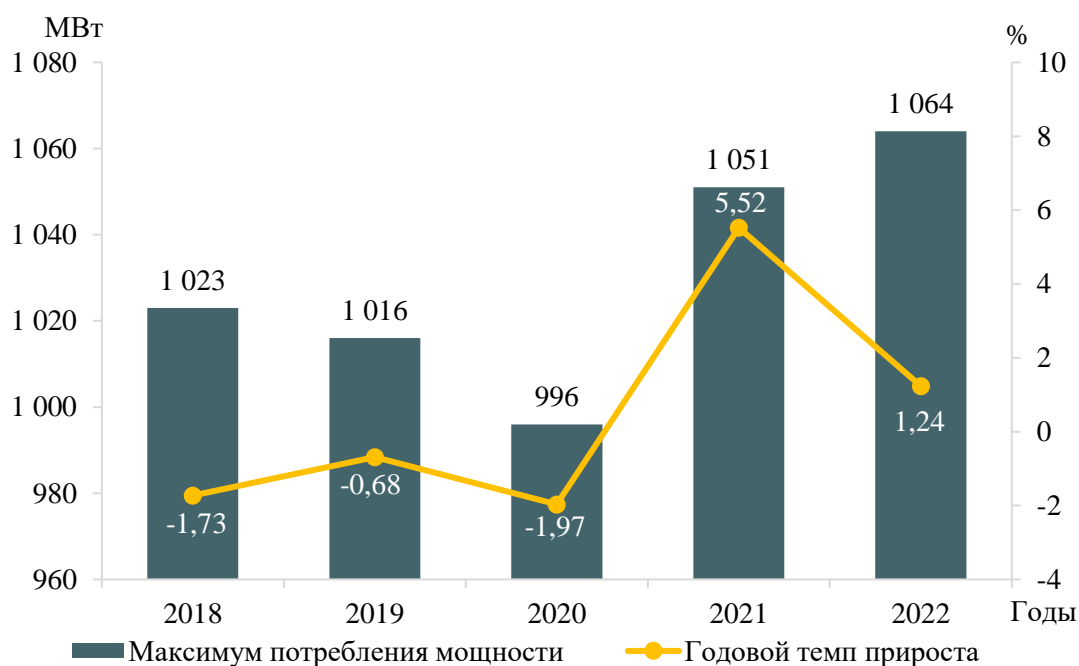


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Рязанской области увеличилось на 445 млн кВт·ч и составило в 2022 году 6962 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,33 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,65 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,75 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области увеличился на 23 МВт и составил 1064 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,44 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,52 % в 2021 году, наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2020 году и имело отрицательное значение 1,97 %.

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

- снижением потребления предприятиями по производству строительных материалов в период до 2021 года с последующим ростом в 2022 году;
- ростом потребления в сфере услуг;
- разницей среднесуточных ТНВ в период прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

1.5 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 Рязанской области приведен в таблице 4, перечень изменений

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

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Елино – Подвязье. Замена провода АС-95 на АС-150. Замена опор металлических на У110–1+5 № 118, 76, 105, 106, 97, 83. Замена опор на ПСБ 110-1 № 77, 82, 89, 91, 84	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	25,21 км
2	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Елино – Подвязье. Замена провода АС-95 на АС-150/24 и опоры № 2, замена опоры № 10	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	0,17 км
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Елино – Подвязье. Замена провода АС-95 на АС-150/24 и опор № 43, 58	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	3,1 км
4	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Елино – Подвязье. Замена провода АС-95 на АС-150/24 и опор	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	15,3 км
5	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Клепики – Мох. Замена провода АС-120/19 на АААС-Z 148-1Z и опор № 1–37	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	6,88 км
6	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Дягилевская ТЭЦ – Ямская с отпайками на ПС 110 кВ Развитие с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Дягилевская ТЭЦ- Развитие с отпайкой на ПС Элеватор и КВЛ 110 кВ Ямская – Развитие с отпайкой на ПС Дашки	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	1,879 км
7	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Дягилевская ТЭЦ – Рязань с отпайкой на ПС Печатная. Замена провода АС 150/24 на кабель АПвПу 2г 1х500/120ов - 64/110 кВ	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	0,708 км
8	110 кВ	Выполнение захода КВЛ 110 кВ Дягилевская ТЭЦ – Ямская с отпайками на ПС 110 кВ Развитие с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Дягилевская ТЭЦ – Развитие с отпайкой на ПС Элеватор и КВЛ 110 кВ Ямская – Развитие с отпайкой на ПС Дашки	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	1,851 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Сасово	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ермишь	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	16 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Цементная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ока	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	25 МВА
5	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ямская	ПАО «Россети»	2020	2×250 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Ямская	ПАО «Россети»	2020	40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Развитие	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2022	2×40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Рязанской области энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

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 из нормальной схемы 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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-7,2
	20.06.2018	20,0
2019	18.12.2019	1,4
	19.06.2019	21,3
2020	16.12.2020	-6,2
	17.06.2020	22,3
2021	15.12.2021	-2,7
	16.06.2021	21,1
2022	21.12.2022	-6,7
	15.06.2022	17,8

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) 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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	
1	ПС 110 кВ Заборье	110	T-1	ТМТН-6300/110	115/38,5/11	6,3	1978	88,1	2,11	2,01	2,02	2,14	2,08	1,28	1,24	1,49	1,80	1,46	-
			T-2	ТМТН-6300/110	115/38,5/11	6,3	1977	86,6	4,71	3,96	4,93	4,86	5,09	2,96	3,23	3,57	3,67	3,15	-

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Заборье	T-1	ТМТН-6300/110	1978	88,1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-6300/110	1977	86,6	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Заборье	2022	7,17	ПС 110 кВ Заборье	ТУ на ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2023	1,381	0,0437	0,4	0,138	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32

ПС 110/10 кВ Заборье.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 7,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 96,2 % от $S_{днн}$, что не превышает $S_{днн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,381 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,149 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 7,17 + 0,149 + 0 - 0 = 7,319 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 98,2 % от $S_{днн}$, что не превышает $S_{днн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного. ПАО «Россети Центр и Приволжья» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Заборье с заменой существующих силовых трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на 2×10 МВА).

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 Рязанской 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 реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Рязанской области, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 10 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Рязанской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Рязанской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Завод по производству пластиковых изделий методом литья под давлением	ООО «Прио-Лизинг»	0,1064	45,0	10	2024 2028	ПС 110 кВ Стекольная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Рязанской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Рязанской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7040	6997	7163	7218	7307	7361	7377
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-43	166	55	89	54	16
Годовой темп прироста, %	–	-0,61	2,37	0,77	1,23	0,74	0,22

Потребление электрической энергии по энергосистеме Рязанской области прогнозируется на уровне 7377 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,83 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 166 млн кВт·ч или 2,37 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 43 млн кВт·ч или 0,61 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Рязанской области учтены данные о планируемых к вводу потребителей, приведенные в таблице 10.

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

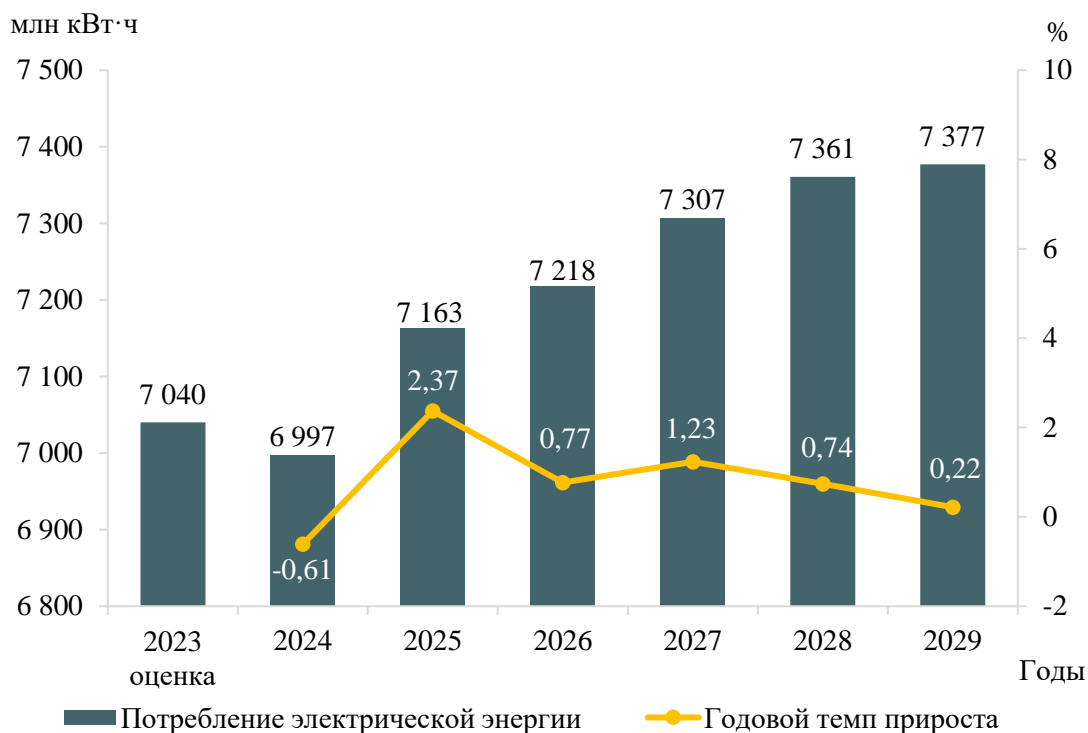


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Рязанской области и годовые темпы прироста

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

- увеличением потребления на действующих потребителях, наибольший прирост потребления планируется потребителем в сфере обработки и хранения данных ООО «Яндекс ДЦ»;
- вводом новых потребителей.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1085	1092	1114	1118	1130	1138	1142
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	7	22	4	12	8	4
Годовой темп прироста, %	–	0,65	2,01	0,36	1,07	0,71	0,35
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6488	6408	6430	6456	6466	6468	6460

Максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1142 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,02 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 22 МВт или 2,01 %, что обусловлено ростом потребления мощности в связи с вводом новых потребителей; наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 4 МВт или 0,35 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется достаточно плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6460 ч/год.

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

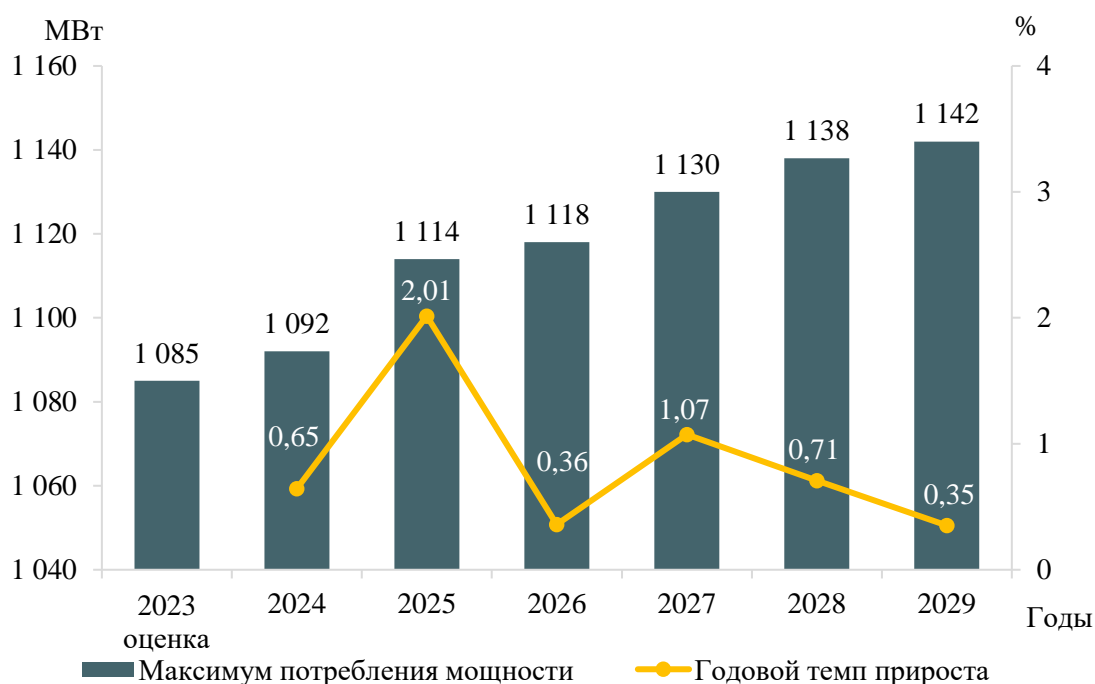


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Рязанской области и годовые темпы прироста

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 Рязанской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Рязанской области в 2029 году составит 3699,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Рязанской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Рязанской области представлена в таблице 13. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Рязанской области представлена на рисунке 5.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Рязанской области, МВт

Наименование	2023 г. (оρίζается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Рязанской области	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7
ТЭС	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7

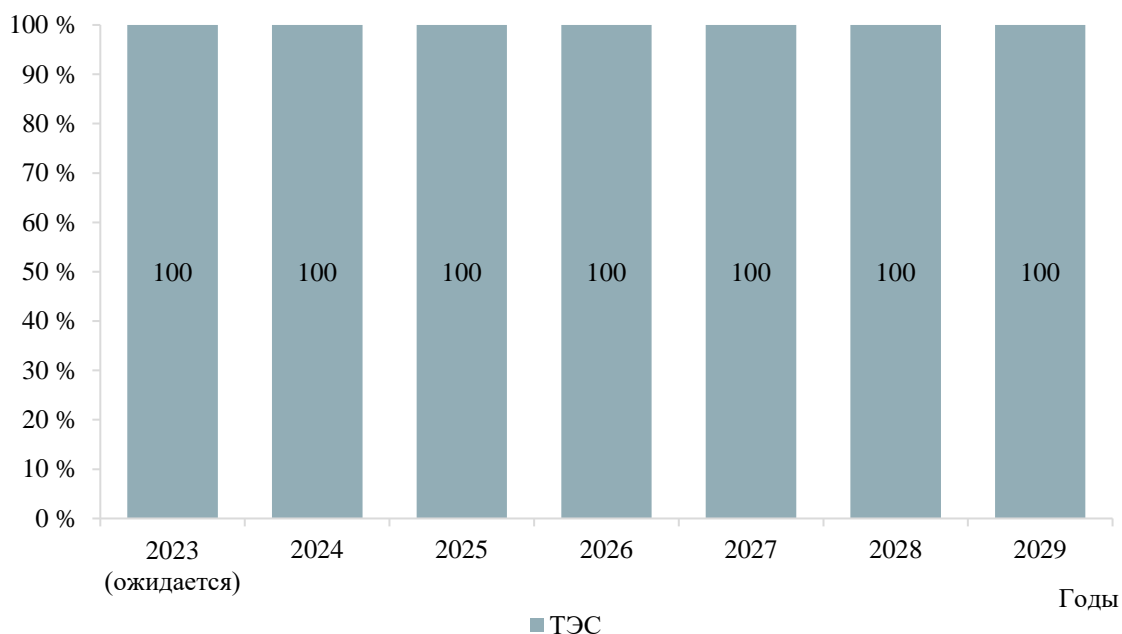


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Рязанской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Рязанской 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 2024–2029 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 существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Рязанской 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 Рязанской области

В таблице 14 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 Рязанской области.

Таблица 14– 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 Рязанской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Стекольная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Новомичуринские электрические сети»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПРИО-Лизинг»	ООО «ПРИО-Лизинг»	0,1064	45

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

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

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Рязанской области, отсутствуют.

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

В Рязанской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Определение капитальных вложений в реализацию мероприятий не требуется.

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Рязанской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Рязанской области оценивается в 2029 году в объеме 7377 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,83 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Рязанской области к 2029 году увеличится и составит 1142 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,02 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Рязанской области в 2024–2029 годах прогнозируется в диапазоне 6408–6468 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 Рязанской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Рязанской области в 2029 году составит 3699,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод трансформаторной мощности 126 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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 перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Рязанской области												
Рязанская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»	1	К-300-240-1	Газ, мазут, уголь бурый подмосковный	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
		2	К-330-23,5-2P		334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	
		3	К-300-240-1		260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
		4	К-300-240-1		260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
		5	К- 800-240-3		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		6	К- 800-240-3		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2714,0	2714,0	2714,0	2714,0	2714,0	2714,0	2714,0	
Ново-Рязанская ТЭЦ	ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ»			Газ, мазут								
		1	ПТ-25/30-8,8/1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	Р-25-8,8/1,8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	Р-30-1,5/0,12		29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9	
		5	ПТ-65/75-130		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		6	Т-60/65-130-2		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		8	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		9	Т-100/120-130-1		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	404,9	404,9	404,9	404,9	404,9	404,9	404,9	
Дягилевская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут								
		1	ПГУ		124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	124,8	
		3	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	Т-50/60-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	234,8	
ГРЭС-24	ПАО «ОГК-2»			Газ								
		1	К-300-240-4		310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	310,0	
Сасовская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Касимовская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	