

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
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 .....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	15
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	23
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	23
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	23

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	27
3.3	Прогноз потребления мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ярославской области.....	31
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	33
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 .....	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	37
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	38
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	40
7.1	Основные подходы .....	40
7.2	Исходные допущения.....	41
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	44
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	45
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	47
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>49</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>50</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>51</b>

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.....	53
--------------	---	----

## 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)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

## 1 Описание энергосистемы

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Валдайское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тверской и Ярославской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Ярэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;

– ООО «Ярославль Энергосети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Северная дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области;

– ООО «Энергоресурс» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Ярославской области;

– АО «Ресурс» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ярославской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Ярославской области связана с энергосистемами:

– г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Ивановской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

## 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Ярославской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Славнефть-ЯНОС»	150,0
Более 50 МВт	
ПАО «Автодизель» (ЯМЗ)	54,0
Более 10 МВт	
ПАО «ОДК-Сатурн»	28,0
ООО «ТК Ярославский»	28,0
АО «ЯТУ им. В.Ю. Орлова»	24,0
ПАО «ТМЗ»	18,0
Филиал АО «Кордиант» в г. Ярославль (ЯШЗ)	17,0
АО «ЯЗДА»	13,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области на 01.01.2025 составила 1574,7 МВт, в том числе: ГЭС – 506,6 МВт, ТЭС – 1068,2 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1574,7	–	–	–	–	1574,7
ГЭС	506,6	–	–	–	–	506,6
ТЭС	1068,2	–	–	–	–	1068,2

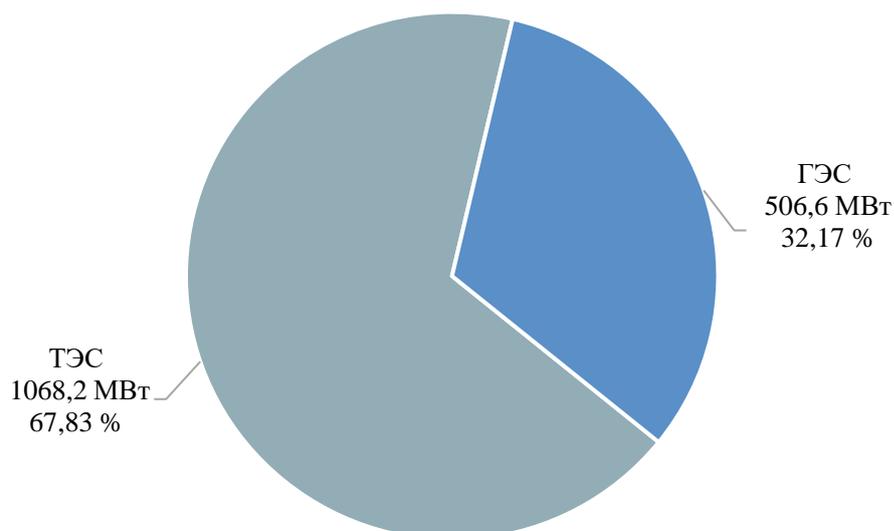


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области по состоянию на 01.01.2025

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ярославской области в 2024 году составило 7149,7 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 1441,8 млн кВт·ч, ТЭС – 5707,9 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	6967,0	7008,6	7081,7	7196,4	7149,7
ГЭС	2129,6	1577,4	1455,4	1479,6	1441,8
ТЭС	4837,4	5431,2	5626,3	5716,8	5707,9

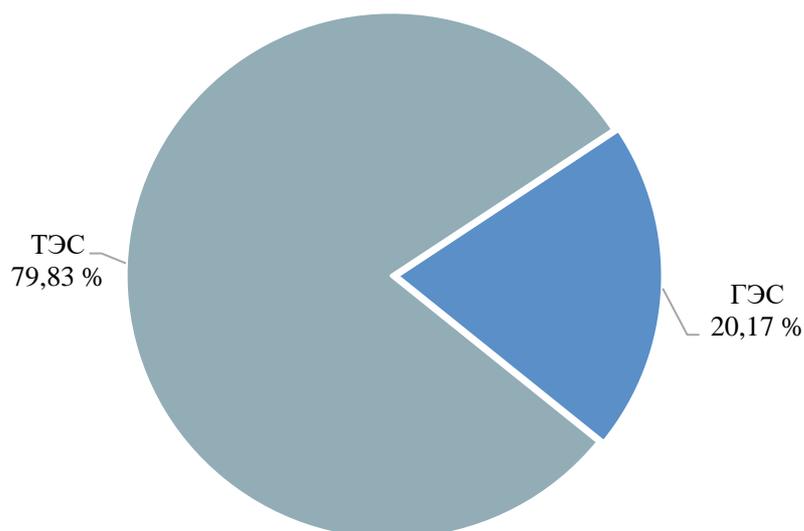


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ярославской области в 2024 году

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

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

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8052	8568	8496	8622	8876
Годовой темп прироста, %	-2,79	6,41	-0,84	1,48	2,95
Максимум потребления мощности, МВт	1302	1459	1410	1491	1478
Годовой темп прироста, %	-4,41	12,06	-3,36	5,74	-0,87
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6184	5873	6026	5783	6005
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	10.12 10:00	22.12 11:00	13.01 10:00	10.01 14:00	12.01 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-11,1	-25,4	-16,2	-21,8	-18,6

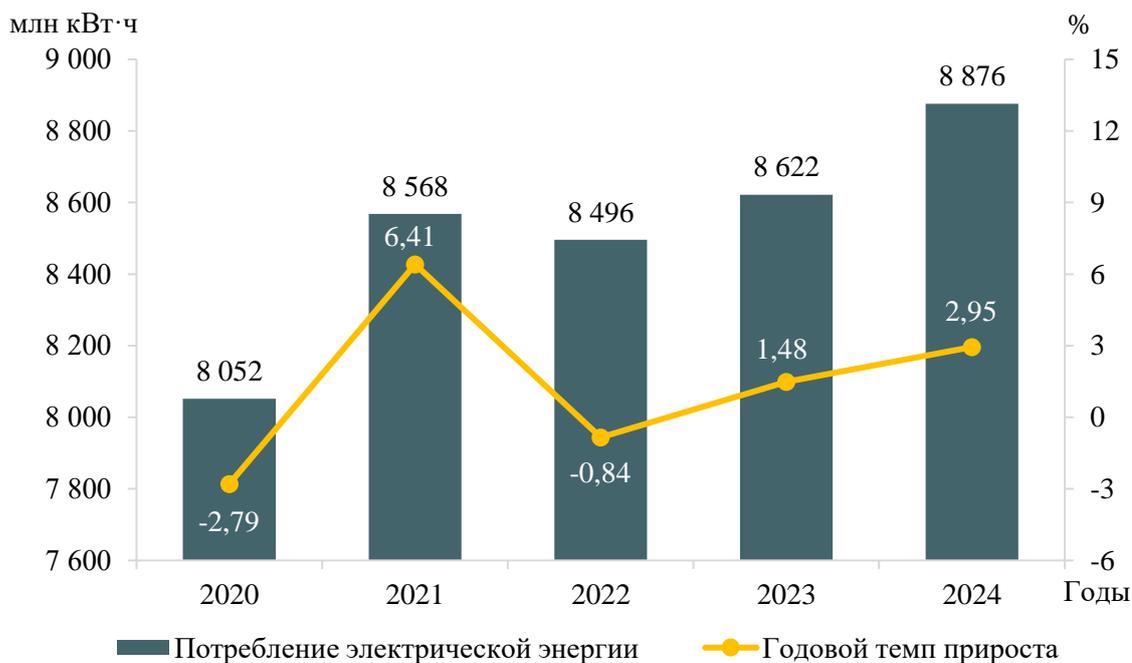


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста

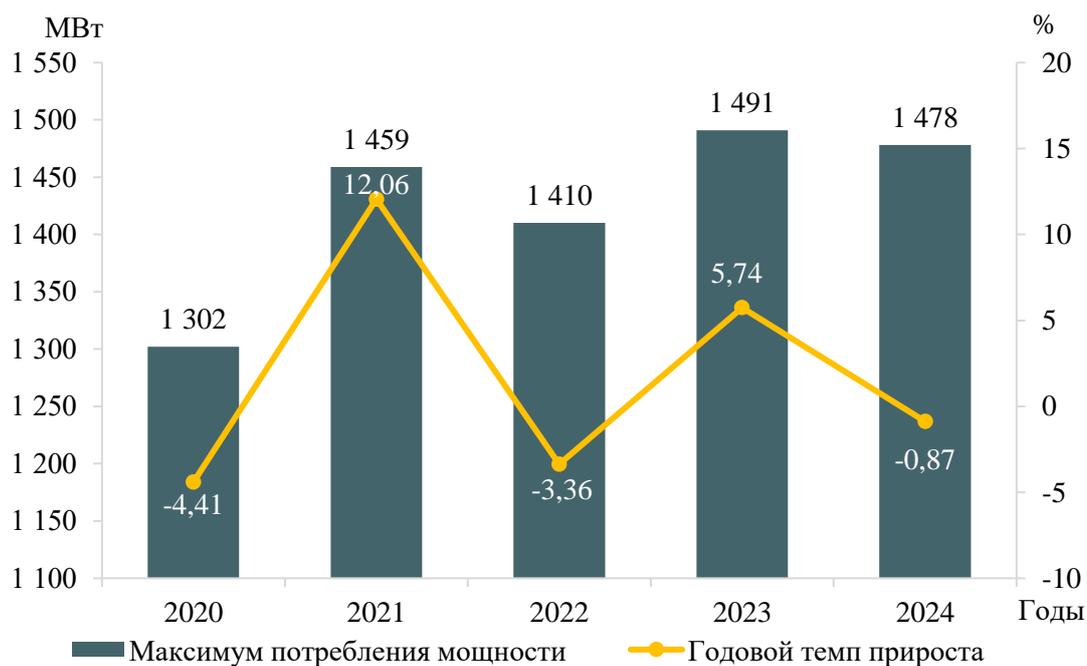


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Ярославской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области увеличилось на 593 млн кВт·ч и составило в 2024 году 8876 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,39 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 6,41 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,79 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области вырос на 116 МВт и составил 1478 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,65 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 12,06 % в 2021 году, что обусловлено отменой карантинных мер, а также увеличением потребления в сфере обрабатывающих производств, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило 4,41 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области был зафиксирован в 1990 году в размере 1571 МВт.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- ростом потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- разнонаправленными тенденциями потребления в производстве сельскохозяйственной продукции и на трубопроводном транспорте;
- ростом потребления 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 Ярославской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ярославской 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 новой отпайки на ПС 110 кВ Козьмодемьянск от ВЛ 110 кВ Неро – Ярославская с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2021	7,45 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Козьмодемьянск от ВЛ 110 кВ Тишино – Ярославская с отпайками	ПАО «Россети Центр»	2021	7,45 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	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Залесье	ПАО «Россети Центр»	2020	16 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Путьтино	ОАО «РЖД»	2020	25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Козьмодемьянск	ПАО «Россети Центр»	2021	2×25 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Петровск	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Уткино	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Устье	ПАО «Россети Центр»	2022	16 МВА

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

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

На территории Ярославской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

**2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ**

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-4,1
	17.06.2020	20,1
2021	15.12.2021	-3,1
	16.06.2021	19,9
2022	21.12.2022	-7,7
	15.06.2022	17,5
2023	20.12.2023	1,7
	21.06.2023	13,4
2024	18.12.2024	-11,1
	19.06.2024	20,6

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»

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

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Кинопленка	110/6	T-1	110/6	16	6,83	5,67	6,29	6,80	5,89	5,24	5,06	4,87	4,33	7,33	0
			T-2	110/6	10	4,25	5,12	4,38	4,92	5,64	3,80	4,96	4,33	5,32	4,59	
2	ПС 110 кВ Переславль	110/35/6	T-1	110/35/6	25	11,64	12,15	13,41	12,72	13,13	6,47	8,72	6,14	7,44	8,14	0
			T-2	110/35/6	25	16,59	17,27	17,63	15,76	20,67	11,06	7,88	10,76	9,74	8,68	
3	ПС 110 кВ Техникум	110/35/10	T-1	110/35/10	10	4,40	3,48	3,90	4,03	4,37	2,07	2,20	2,03	1,93	2,21	0
			T-2	110/35/10	10	5,89	8,49	7,60	6,11	7,64	2,55	2,35	3,12	3,30	3,55	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Кинопленка	T-1	ТДН-16000/110/6	1971	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10000/110/6	1965	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Переславль	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	2003	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Техникум	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1976	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г	2027 г	2028 г	2029 г	2030 г	2031 г
1	ПС 110 кВ Кинопленка	2024 / лето	11,92	–	–	–	–	–	–	–	–	–	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
2	ПС 110 кВ Переславль	2024 / зима	33,80	–	ТУ для ТП менее 670 кВт	–	–	2026	2,80	0	0,23–10	0,28	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10
3	ПС 110 кВ Техникум	2024 / зима	12,01	–	ТУ для ТП менее 670 кВт	–	–	2026	1,72	0	0,23–10	0,17	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19

### ПС 110 кВ Кинопленка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 11,92 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 19,80 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 74,87 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +20,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,995.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 11,92 + 0 + 0 - 0 = 11,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Кинопленка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 19,80 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кинопленка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 74,87 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Кинопленка ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кинопленка расчетный объем ГАО составит 1,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 11,92 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Переславль.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 33,80 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 12,67 % (8,16 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -11,1 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,80 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,30 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,80 + 0,30 + 0 - 0 = 34,10 \text{ МВА.}$$

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 Переславль, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 13,67 % (9,12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Переславль ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Переславль расчетный объем ГАО составит 4,10 (2,85) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,10 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Техникум.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 12,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 0,08 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,01 + 0,18 + 0 - 0 = 12,19 \text{ МВА.}$$

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 Техникум, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,58 % (без ТП превышение до 0,08 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Техникум ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Техникум расчетный объем ГАО составит 0,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,19 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.1.2 АО «Ресурс»

Рассмотрено предложение АО «Ресурс» по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Толга в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Толга	110/35/6	T1	110/35/6	25	19,54	19,70	19,09	17,33	20,06	10,72	14,00	11,80	12,26	11,99	0
			T2	110/35/6	15	6,25	5,18	5,93	4,84	5,48	4,38	4,68	4,09	4,16	3,82	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Толга	T1	ТДТН-25000/110	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТДТНГ-15000/110	1963	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г	2027 г	2028 г	2029 г	2030 г	2031 г
1	ПС 110 кВ Толга	2020 / зима	25,79	–	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	3,11	0	0,23–10	0,31	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12

### ПС 110 кВ Толга.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,79 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 46,83 %. В ПАР отключения трансформатора Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 88,10 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-4,1^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,171.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,79 + 0,33 + 0 - 0 = 26,12 \text{ МВА.}$$

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 Т2 ПС 110 кВ Толга, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т1, на величину до 48,70 % (без ТП превышение до 46,83 %).

При этом 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  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 ПС 110 кВ Толга, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т2, и составляет 89,22 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Толга ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т1 на ПС 110 кВ Толга расчетный объем ГАО составит 8,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т2 на трансформатор мощностью не менее 26,12 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 Т2 1×15 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «Ресурс».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 Ярославской 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 Ярославской 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 14.

Таблица 14 – 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	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ имени Чупрова с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	2×16 МВА	2027	ПАО «Россети Центр»
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тверицкая – Путятино и ВЛ 110кВ Тверицкая – Уткино до ПС 110 кВ имени Чупрова ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	2×3,5 км	2027	ПАО «Россети Центр»

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также

объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы**

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

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

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ярославской 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							
1	Комплекс глубокой переработки нефти	ПАО «Славнефть-ЯНОС»	0	58,0	220	2027	ПС 220 кВ Ярославская
Более 10 МВт							
2	Объекты ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Семибратово)	ОАО «РЖД»	0	12,1	110	2025	ПС 220 кВ Неро ПС 220 кВ Ярославская ПС 110 кВ Тишино
3	Объекты ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Сильницы)		0	11,2	110	2025	ПС 220 кВ Трубеж ПС 220 кВ Неро ПС 110 кВ Шурскол ПС 110 кВ Беклемишево
4	Объекты ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Деболовская)		0	10,2	110	2025	ПС 220 кВ Трубеж ПС 220 кВ Неро ПС 110 кВ Шурскол ПС 110 кВ Беклемишево

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8834	8968	9055	9154	9329	9511	9604
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	134	87	99	175	182	93
Годовой темп прироста, %	–	1,52	0,97	1,09	1,91	1,95	0,98

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ярославской области прогнозируется на уровне 9604 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,13 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2030 году и составит 182 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 1,95 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 87 млн кВт·ч или 0,97 %.

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

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

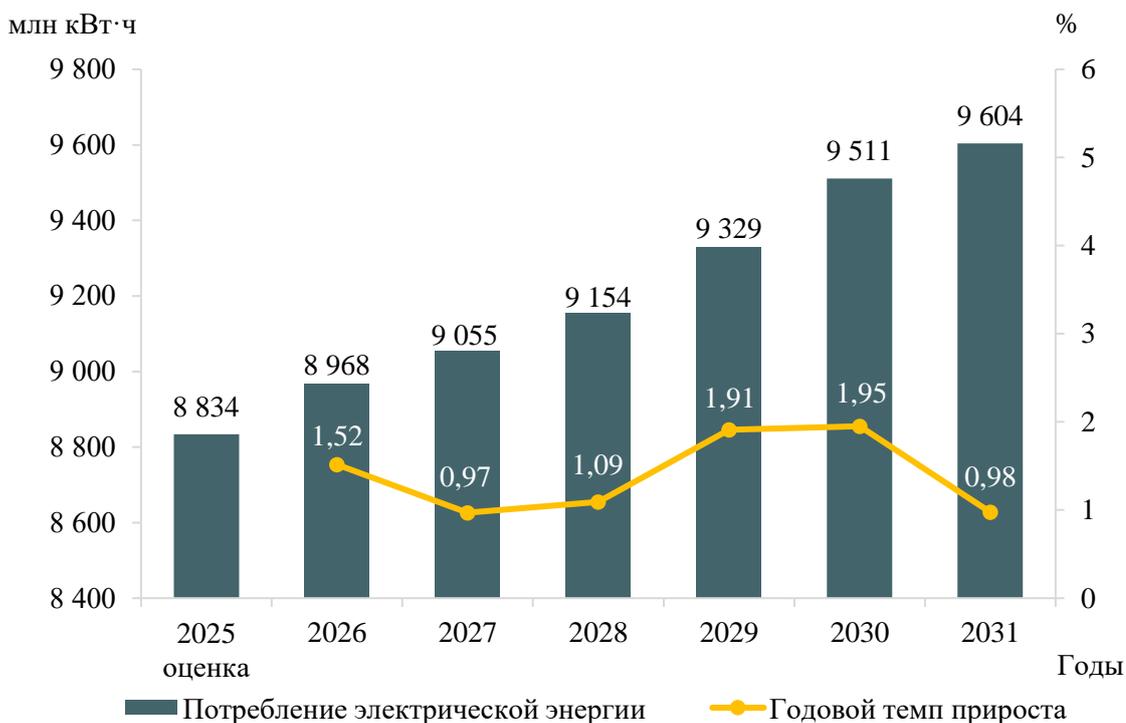


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста

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

- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта;
- снижением потребления действующим потребителем ПАО «Автодизель»;
- увеличением потребления населением и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объемов жилищного строительства.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

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

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1493	1499	1501	1520	1543	1548	1561
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	6	2	19	23	5	13
Годовой темп прироста, %	–	0,40	0,13	1,27	1,51	0,32	0,84

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5917	5983	6033	6022	6046	6144	6152

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2031 году прогнозируется на уровне 1561 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 23 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 1,51 %, что обусловлено планируемым вводом производственной сферы, наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 2 МВт или 0,13 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период немного уплотнится за счет ввода потребителей, режим работы которых оказывает уплотняющее воздействие на годовой режим потребления. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6152 ч/год.

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

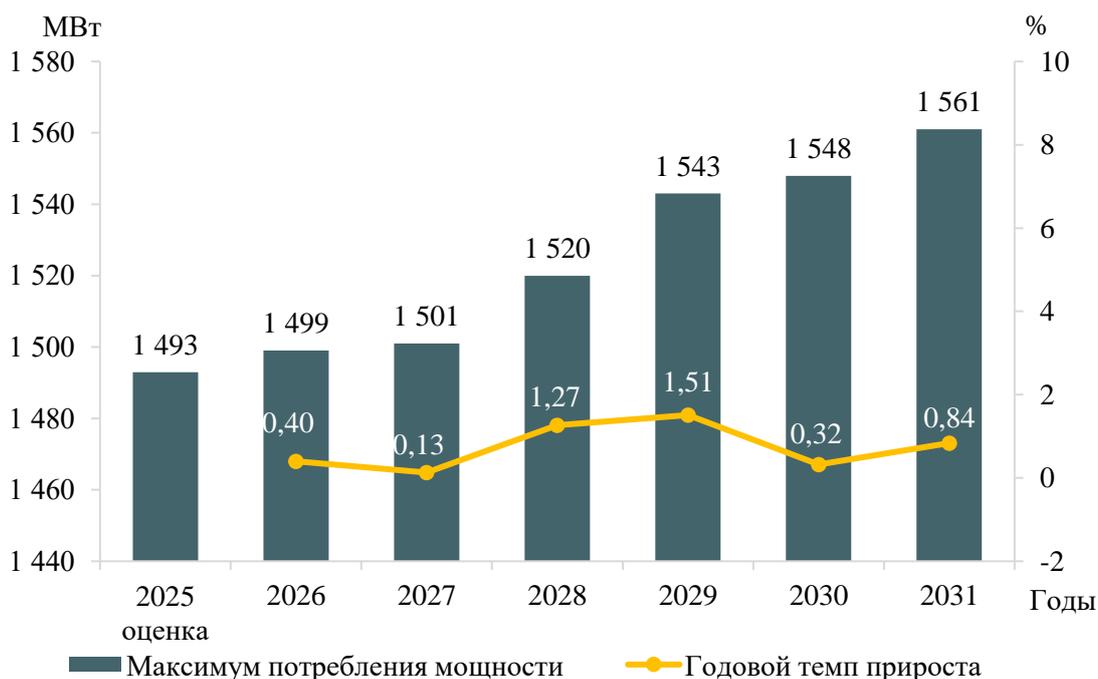


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста

### 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 Ярославской области в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2031 году составит 1584,7 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ярославской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 7.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7
ГЭС	516,6	516,6	516,6	516,6	516,6	516,6	516,6
ТЭС	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2

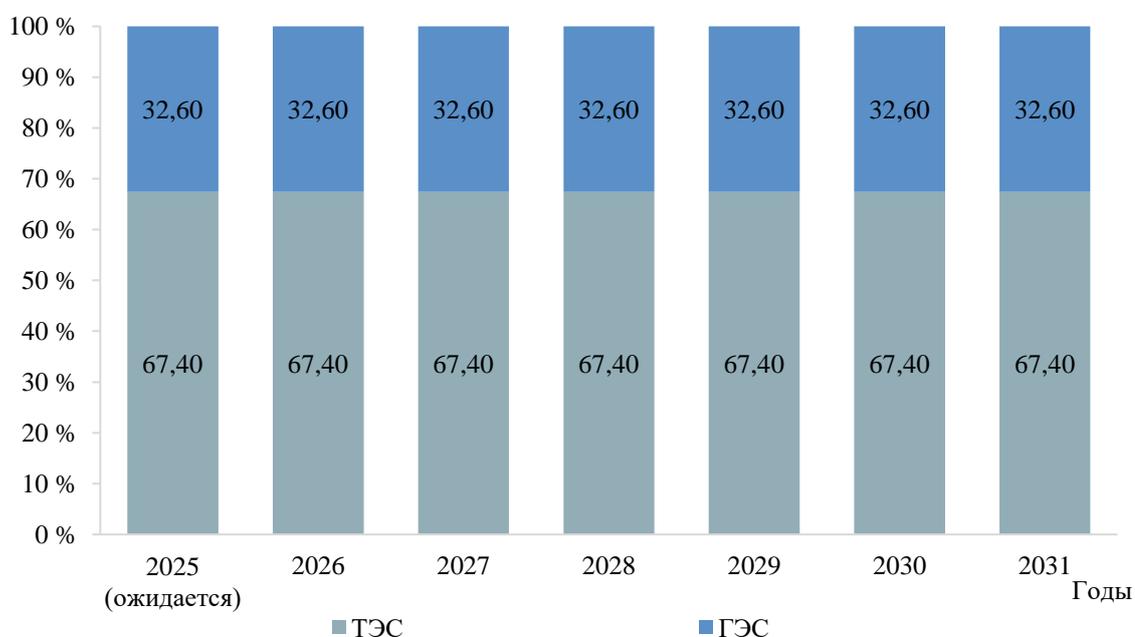


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ярославской 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 Ярославской области**

В таблице 19 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 Ярославской области.

Таблица 19 – 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 Ярославской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство ПС 220 кВ ГПП-8 с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Славнефть-ЯНОС»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Славнефть-ЯНОС»	ПАО «Славнефть-ЯНОС»	–	58,0
2	Строительство двухцепной КВЛ 220 кВ Ярославская – ГПП-8 I, II цепь ориентировочной протяженностью 8,8 км	ПАО «Россети Центр»	220	км	–	–	2×8,8	–	–	–	–	–	17,6				
3	Строительство ПС 110 кВ Деболовская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	10,245
4	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от опоры № 145 ВЛ 110 кВ Трубеж – Шурск с отпайками и ВЛ 110 кВ Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск до ПС 110 кВ Деболовская ориентировочной протяженностью 3,3 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×3,3	–	–	–	–	–	–	–	6,6				
5	Строительство ПС 110 кВ Сильницы с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,195
6	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от опоры № 303 ВЛ 110 кВ Трубеж – Шурск с отпайками и ВЛ 110 кВ Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск до ПС 110 кВ Сильницы ориентировочной протяженностью 6,5 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	–	–	13,0				
7	Строительство ПС 110 кВ Семибратово с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12,114
8	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от опоры № 80 ВЛ 110 кВ Неро – Ярославская с отпайками и ВЛ 110 кВ Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье до ПС 110 кВ Семибратово ориентировочной протяженностью 2,4 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	–	4,8				

### **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 20.

Таблица 20 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Строительство ПС 110 кВ имени Чупрова с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тверицкая – Путятино и ВЛ 110 кВ Тверицкая – Уткино до ПС 110 кВ имени Чупрова ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	2×3,5	–	–	–	–	7	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 по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Кинопленка с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Техникум с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «Ресурс»	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 Ярославской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

3) 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:

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ярославской области по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ярославской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	52,47	788,33	904,60	243,06	0,00	0,00	0,00	1988,45

## **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 Ярославской 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 2025 год на территории Ярославской области осуществляют свою деятельность 6 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 89 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ярославской 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 Ярославской области на прогнозный период включает в себя:

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства –

---

<sup>1</sup> Приказ Департамента регулирования тарифов Ярославской области от 29.11.2022 № 368-ээ/дпр.

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

25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Министерства

тарифного регулирования Ярославской области от 29.11.2024 № 237-ви «О внесении изменений в Приказ Департамента регулирования тарифов Ярославской области от 29.11.2022 № 369-п/ээ» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Ярославской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ярославской 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 Ярославской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Ярославской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

---

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

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России<sup>4</sup> не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки документа) инвестиционной программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	1 %	1 %	-0,1 %	-0,1 %	-0,1 %	–
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,5 %	1,0 %	1,1 %	1,9 %	2,0 %	1,0 %

#### 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

<sup>4</sup> Приказ ФАС России от 30.09.2024 № 672/24.

схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ярославской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ярославской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1592	1644	1087	1392	1387	1387
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	657	754	203	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1866	2062	2225	1304	1646	1646

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ярославской 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 26 и на рисунке 8.

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

Таблица 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ярославской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к

включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	16,6	18,3	19,4	20,7	22,1	23,3
НВВ	млрд руб.	15,2	16,6	16,9	17,7	18,1	18,8
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,4	-1,7	-2,5	-3,0	-4,0	-4,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,79	3,03	3,20	3,34	3,50	3,65
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	105	105	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,55	2,75	2,79	2,86	2,86	2,95
Среднегодовой темп роста	%	–	108	101	103	100	103
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,23	-0,28	-0,41	-0,48	-0,63	-0,70

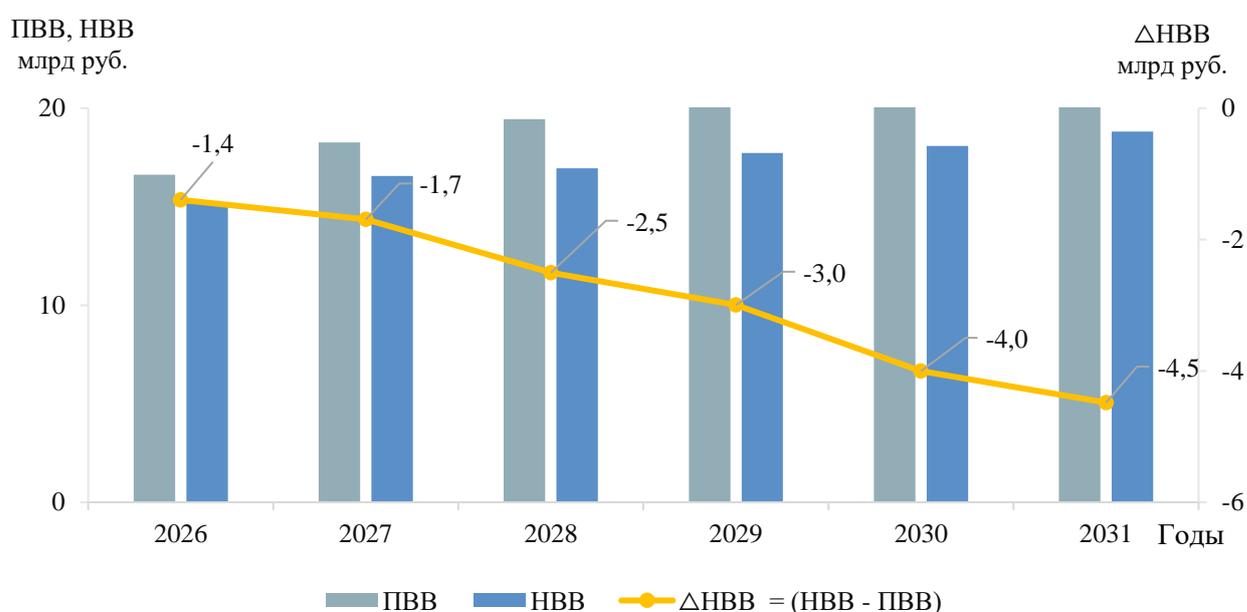


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ярославской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Ярославской 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 Ярославской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии, а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа (фиксации на уровне 2025 года) в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период 2026–2031 годов составляет 8,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	49 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

В прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций суммарно за период 2026–2031 годов до 3,4 млрд руб. в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого

(котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях (таблица 27).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ярославской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ярославской 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 Ярославской области оценивается в 2031 году в объеме 9604 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,13 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2031 году увеличится и составит 1561 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,78 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области в 2026–2031 годах прогнозируется в диапазоне 5983–6152 ч/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2031 году составит 1584,7 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Ярославской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Ярославской области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 49 км, трансформаторной мощности 327 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

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: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

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: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
Энергосистема Ярославской области													
Рыбинская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		4	ПЛ-20/811-В-900		63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	
		5	ПЛ20-В-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		6	ПЛ-20/811-В-900		63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	
Установленная мощность, всего		–	–		386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	
Угличская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ20-В-900		55,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация 05.02.2025
		2	Поворотно-лопастная вертикальная турбина Kaplan		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		–	–		120,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	
Ярославская ТЭЦ-3	ПАО «ТГК-2»												
		1	ПТ-65/75-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		2	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		4	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		5	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		–	–		260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	
Ярославская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»												
		2	ПР-20-90/1,2	Газ, мазут	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Тп-115/125-130-1тп		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	
Установленная мощность, всего		–	–		245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	
Ярославская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-2»												
		3	ПТ-14,5-90/10М	Газ, мазут	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	
		7	ПТ-10,41-90/8,8/1,0		10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	
Установленная мощность, всего		–	–		24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
ТЭЦ «Сатурн» (ТЭЦ машинный зал КТЦ ГТЭС-6 МВт)	ПАО «ОДК-Сатурн»												
		1	Р6-35/10м-1	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТА-6РМ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	АР-4-6		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
ГТЭС «Сатурн» (ГТЭС-12 МВт)	ПАО «ОДК-Сатурн»												
		1	ГТД-6РМ	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6РМ		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ Ярославский технический уголь	АО «Ярославский технический уголь имени В.Ю. Орлова»			Газ									
		1	ЕК 49/8/14,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	ЕК 49/8/14,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	ТГ8.0/6,3-К2,2		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Хоробровская МГЭС	ООО «Хоробровская ГЭС»			-									
		1	ОВ 16-110МБК		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		2	ОВ 16-110МБК		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Установленная мощность, всего		-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Тутаевская ПГУ	АО «Тутаевская ПГУ»			Газ									
		Г-4, Г-3, Г-6	ПГУ-2		21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	
Установленная мощность, всего		-	-	-	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	
Ярославская ТЭС	ООО «ХУАДЯНЬ-ТЕНИНСКАЯ ТЭЦ»			Газ									
		ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3	ПГУ		463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	
Установленная мощность, всего		-	-	-	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	
Мини-ТЭЦ ЭКО	ООО «ЭКО»			Газ									
		1	КГУ Petra 750		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		-	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	

**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 Ярославской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция Кинопленка с трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	165,92	165,92
2	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция Переславль с трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026 <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	367,02	367,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
3	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Техникум с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027 <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	99,08	99,08
4	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «Ресурс»	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	250,10	250,10
5	Ярославской области	Ярославская область	Строительство ПС 110 кВ имени Чупрова с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2027 <sup>3)</sup>	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	1 059,11	1 059,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	Ярославской области	Ярославская область	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тверицкая – Путятино и ВЛ 110 кВ Тверицкая – Уткино до ПС 110 кВ имени Чупрова ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	2×3,5	–	–	–	–	7	2027 <sup>3)</sup>	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	47,22	47,22

#### 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.