

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	21
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	21
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. ....	21
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	22
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	22

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	22
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	23
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	24
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	26
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	26
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.....	26
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	26
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 .....	26
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	28
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	29
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	30
7.1	Основные подходы.....	30
7.2	Исходные допущения.....	31
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	34
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	35
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	37
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	40
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	42
	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 .....	43
--	----

## 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)
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
ОДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – объединенное диспетчерское управление
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия

ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
$S$	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ярославской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение 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 ЕНЭС на территории Ярославской области;
- 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.

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы**

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» Тверское 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-Ярославльнефтеоргсинтез»	150,0
Более 50 МВт	
ПАО «Автодизель»	50,0
Более 10 МВт	
ПАО «ОДК-Сатурн»	28,0
ООО «Тепличный комбинат Ярославский»	27,0
АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»	24,0
ПАО «Тутаевский моторный завод»	17,0
Филиал АО «Кордиант» в г. Ярославль (ЯШЗ)	17,0
АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	12,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1587,0	–	23,0	+10,0	0,8	1574,7
ГЭС	496,6	–	–	+10,0	–	506,6
ТЭС	1090,4	–	23,0	–	0,8	1068,2

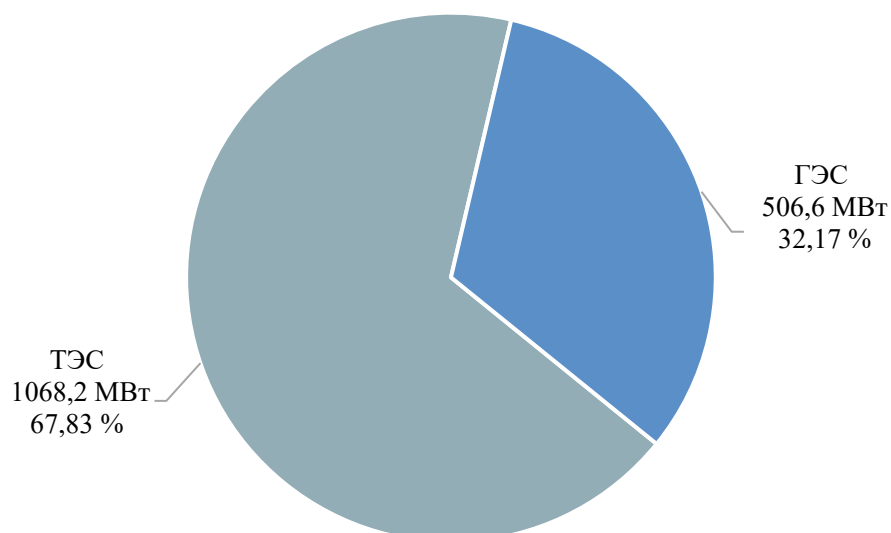


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ярославской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8254	8283	8052	8568	8496
Годовой темп прироста, %	-0,21	0,35	-2,79	6,41	-0,84
Максимум потребления мощности, МВт	1373	1362	1302	1459	1410
Годовой темп прироста, %	-2,49	-0,80	-4,41	12,06	-3,36
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6012	6081	6184	5873	6026
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.02 10:00	25.01 09:00	10.12 10:00	22.12 11:00	13.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,2	-16,6	-11,1	-25,4	-16,2

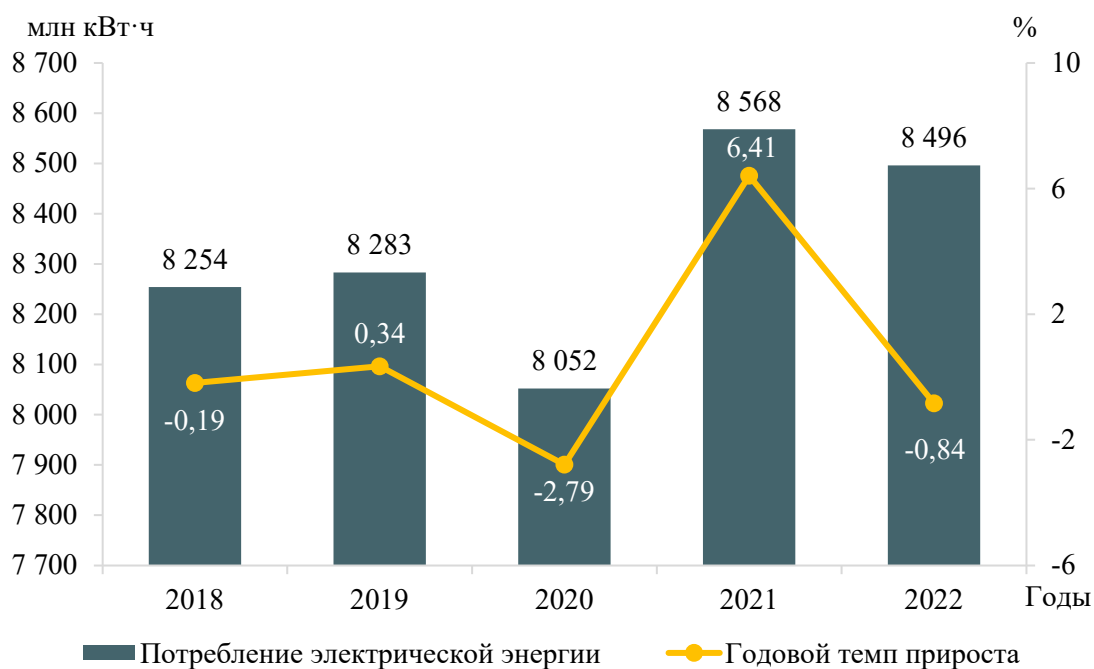


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста

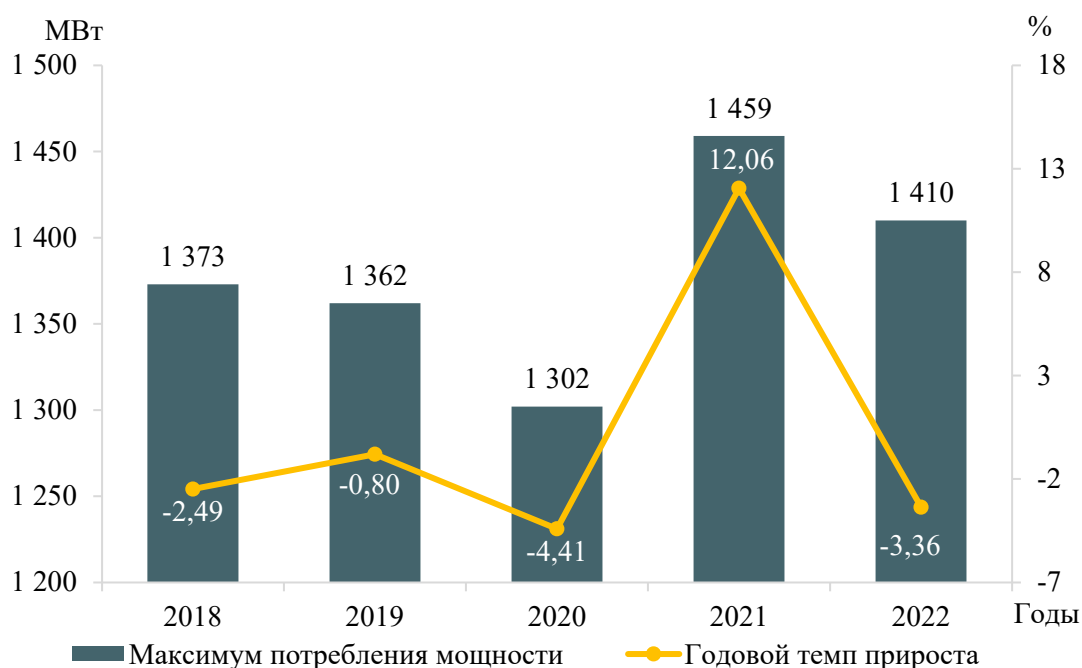


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Ярославской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ярославской области увеличилось на 225 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8496 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,54 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,41 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,79 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области вырос на 2 МВт и составил 1410 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,03 %.

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

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 карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет увеличения производительности ООО «Тепличный комбинат «Ярославский».

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ярославской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ярославской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	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 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Аббакумцево	ПАО «Россети Центр»	2018	16 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дубки	ООО «ТК Ярославский»	2018	40 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на Ярославская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»	2018	25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на Ярославская ТЭЦ-3	ПАО «ТГК-2»	2018	80 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Аббакумцево	ПАО «Россети Центр»	2019	16 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Залесье	ПАО «Россети Центр»	2019	16 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2020	40 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Залесье	ПАО «Россети Центр»	2020	16 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Путятино	ОАО «РЖД»	2020	25 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Данилов	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Козьмодемьянск	ПАО «Россети Центр»	2021	2×25 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Петровск	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Уткино	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Устье	ПАО «Россети Центр»	2022	16 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории 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. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-10,3
	20.06.2018	16,2
2019	18.12.2019	1,5
	19.06.2019	21,9
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

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) 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 подстанции 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Переславль	110	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	110/35/6	25	1977	100	11,35	12,64	11,64	12,15	13,41	5,69	6,32	6,47	8,72	6,14	0
		110	Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	110/35/6	25	2003	100	17,37	12,39	16,59	17,27	17,63	10,21	9,96	11,06	7,88	10,76	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Переславль	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	2003	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Переславль	2022	31,04	–	ТУ на ТП менее 670 кВт (107 шт.)			2024	1,94	0	0,23–10	0,194	31,26	31,26	31,26	31,26	31,26	31,26



### ПС 110 кВ Переславль.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,04 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 104,5 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-1. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 99,3 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -7,7 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,19 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,04 + 0,22 + 0 - 0 = 31,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 100,03 % (105,21 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Переславль ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Переславль расчетный объем ГАО составит 1,51 (0,01) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,26 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, – ПАО «Россети Центр».

Срок реализации мероприятия для Т-1 – 2023 год, для Т-2 – 2024 год.

#### 2.2.1.2 ОАО «Рыбинская городская электросеть»

Рассмотрены предложения ОАО «Рыбинская городская электросеть» по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанции 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Уном обмоток трансформатора, кВ	Сном, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Толга	110	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	115	25	1976	95	19,49	16,92	19,54	19,70	19,09	12,72	10,11	10,72	14,00	11,80	0
		110	Т-2	ТДТНГ-15000/110/35/6	115	15	1963	95	5,86	5,32	6,25	5,18	5,93	4,51	5,08	4,38	4,68	4,09	

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Толга	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1976	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-15000/110/35/6	1963	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	Уном перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Толга	2020	25,79	–	ТУ на ТП менее 670 кВт (183 шт.)			2024	3,025	0	0,23–10	0,301	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13	26,13

### ПС 110 кВ Толга.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,79 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 146,9 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 88,1 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-1.

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 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,025 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,336 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 25,79 + 0,336 + 0 - 0 = 26,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 148,8 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 89,3 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-1.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Толга ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Толга расчетный объем ГАО составит 8,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 26,13 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 Т-2  $1 \times 15$  МВА на  $1 \times 40$  МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «Рыбинская городская электросеть».

Срок реализации мероприятия – 2023 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.

### 2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 13 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 13 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 13 – Непринятые предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Центр»	Строительство новой ПС 110 кВ для электроснабжения потребителей Кузнечихинского сельского поселения Ярославского муниципального района
2	ПАО «Россети Центр»	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Путятинская, ВЛ 110 кВ Уткинская до новой ПС 110 кВ

## **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 220 кВ и выше

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

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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

### 3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В энергосистеме Ярославской области до 2029 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

#### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8538	8583	8672	8689	8702	8729	8728
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	45	89	17	13	27	-1
Годовой темп прироста, %	–	0,53	1,04	0,20	0,15	0,31	-0,01

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ярославской области прогнозируется на уровне 8728 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,39 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 89 млн кВт·ч или 1,04 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 1 млн кВт·ч или 0,01 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Ярославской области представлены на рисунке 4.

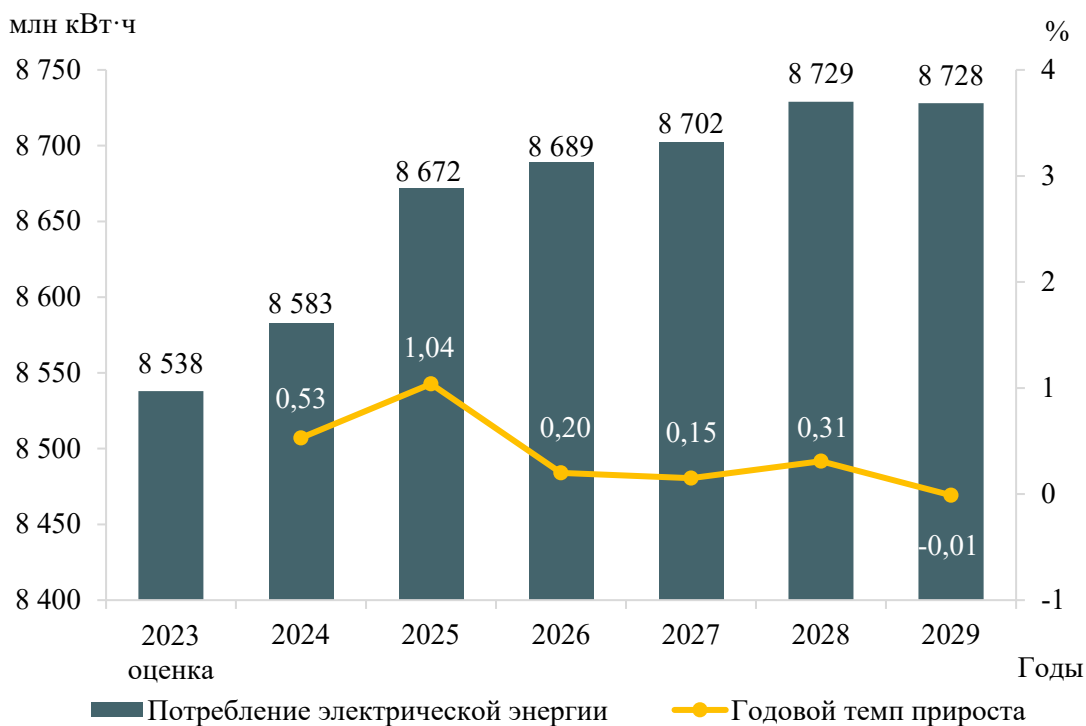


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста

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

- развитием действующих промышленных потребителей;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1491	1445	1455	1456	1458	1459	1462
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-46	10	1	2	1	3
Годовой темп прироста, %	–	-3,09	0,69	0,07	0,14	0,07	0,21
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5726	5940	5960	5968	5968	5983	5970

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1462 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,52 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 10 МВт или 0,69 %, что обусловлено планируемым вводом потребителей непроемленной сферы, снижение мощности ожидается в 2024 году и составит 46МВт или 3,09 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5970 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – 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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ярославской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт на Угличской ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2029 году составит 1584,7 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ярославской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области представлена в таблице 16. Структура установленной



мощности электростанций энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Ярославской области	1574,7	1574,7	1574,7	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7
ГЭС	506,6	506,6	506,6	516,6	516,6	516,6	516,6
ТЭС	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2	1068,2

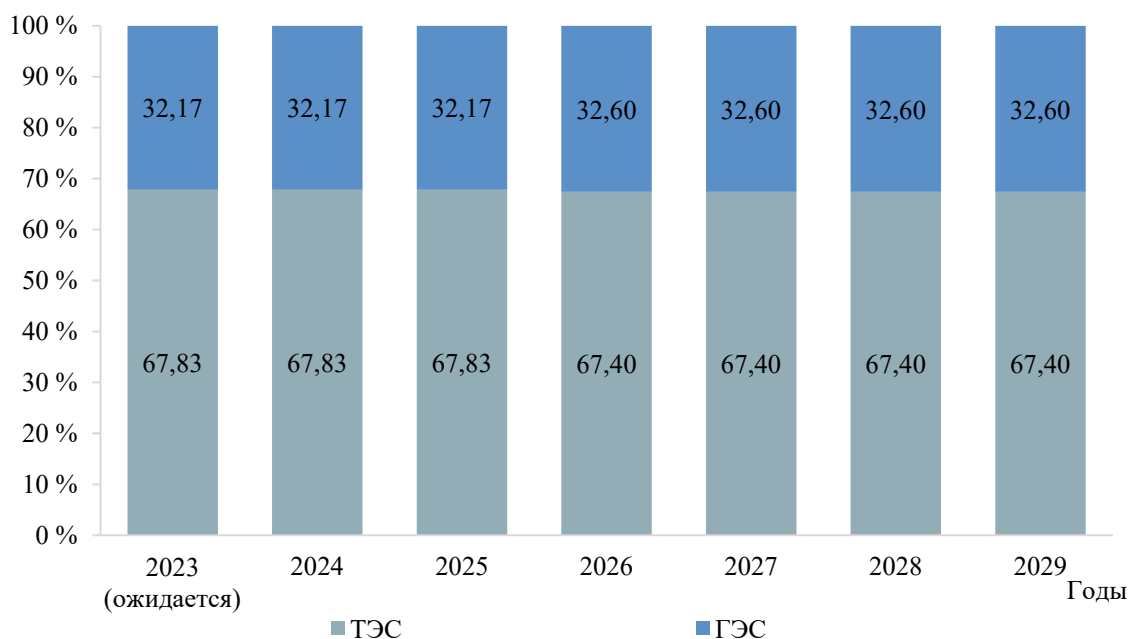


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ярославской области

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 2024–2029 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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**

Реализуемые и перспективные мероприятия 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 электрической сети на территории Ярославской области, отсутствуют.

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	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	1×40	1×40	–	–	–	–	–	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	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) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 28.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 35@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 23@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

## **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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Ярославской области осуществляют свою деятельность 13 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 87 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

---

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

рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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



Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Департамента регулирования тарифов Ярославской области от 29.11.2022 № 369-п/ээ (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО 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>.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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, принимаемого на основании

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,4 %	0,9 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,0 %
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

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 Ярославской области представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Ярославской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1470	1476	1481	1449	1449	1449
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	33	34	36	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1981	1927	1913	1716	1716	1716

### 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 21 и на рисунке 7.

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 21 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	13,2	14,2	15,0	15,7	16,2	16,8
НВВ	млрд руб.	13,7	14,4	14,9	15,4	15,7	16,1
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	0,1	-0,1	-0,3	-0,5	-0,7
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,4	2,5	2,7	2,7	2,8
Среднегодовой темп роста	%	—	107	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7
Среднегодовой темп роста	%	—	104	103	103	102	102
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,02	-0,02	-0,1	-0,1	-0,1

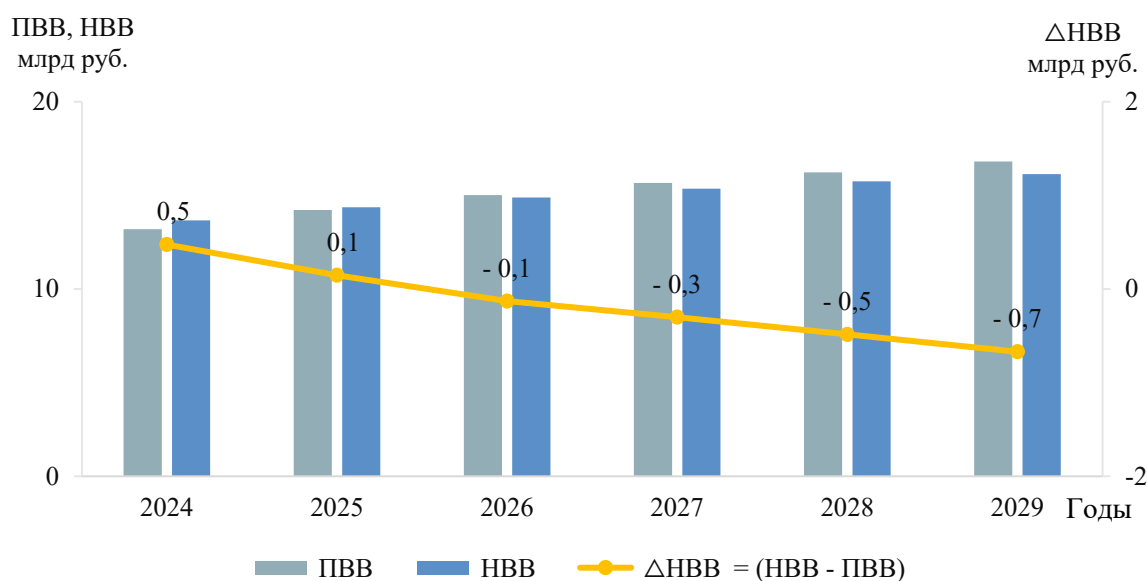


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ярославской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозируемом 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях составляет 0,1 млрд руб. в год (за период наличия дефицита) и 1,3 млрд руб. в год (в среднем за 2024–2029 годы) соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

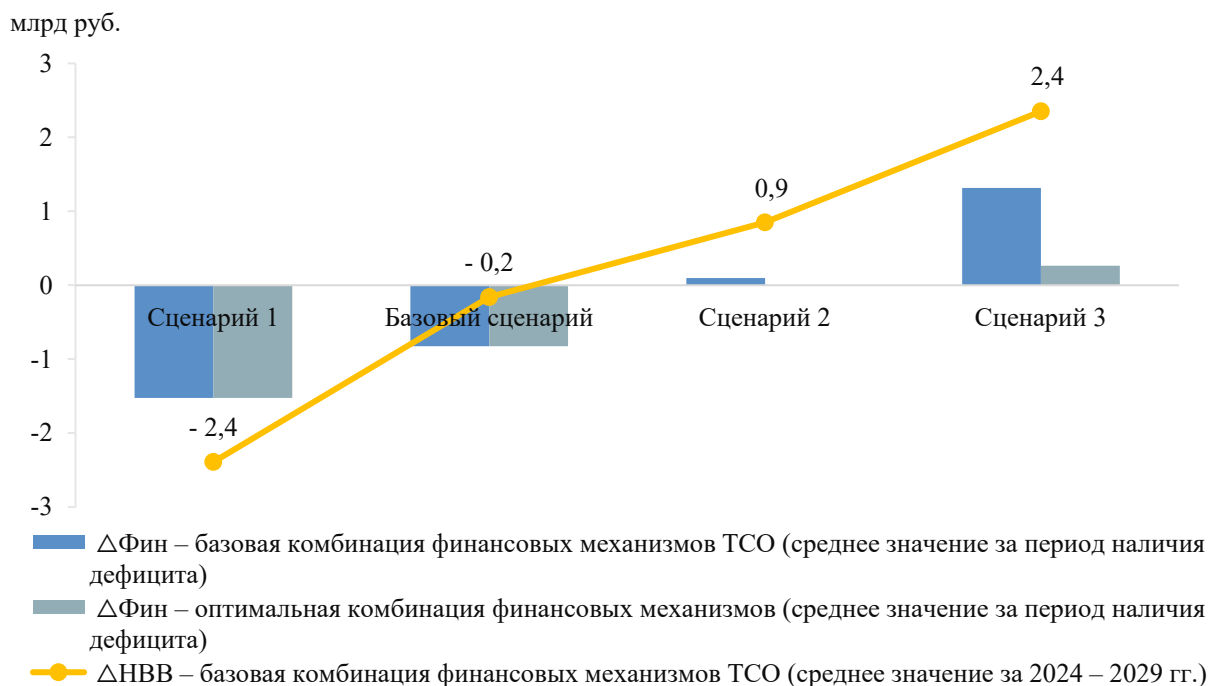


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ярославской области

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период наличия дефицита)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	5 %	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	71 %	81 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 22). В наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения

дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## 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 2029 году в объеме 8728 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,39 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ярославской области к 2029 году увеличится и составит 1462 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,52 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ярославской области в 2024–2029 годах прогнозируется в диапазоне 5940–5983 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ярославской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ярославской области в 2029 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 120 МВА.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
<b>Энергосистема Ярославской области</b>														
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	65,0	
		3	ПЛ20-В-900		65,0	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	63,2	
		5	ПЛ20-В-900		65,0	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	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	К-91-ВВ-900 (ПЛ20-В-900)	-	55,0	55,0	55,0	55,0	65,0	65,0	65,0	65,0	Модернизация в 2026 г.	
		2	Поворотно-лопастная вертикальная турбина Kaplan		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		-	-		120,0	120,0	120,0	120,0	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	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	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, мазут	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	ТК-6-2РУЗ	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ТК-6-2РУЗ		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		
ТЭЦ Ярославский технический уголь	АО «Ярославский технический уголь имени В.Ю.Орлова»													
		1	ЕК 49/8/14,5	Газ	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
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»	Г-4, Г-3, Г-6	ПГУ-2	Газ	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»	ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3	ПГУ	Газ	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»	1	КГУ Petra 750	Газ	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>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Ярославской области	Ярославская область	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	1×40	1×40	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	114,40	114,40

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
2	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	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	124,19	124,19

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.