

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 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	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	23
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	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	24
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 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 электрической мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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 Нижегородской 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	33
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	35
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	36
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	37
7.1	Основные подходы.....	37
7.2	Исходные допущения.....	38
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	41
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	42
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	44
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	46
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	48
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных проектов 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	50
--	----

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
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
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

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
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
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Нижегородской 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 Нижегородской 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 Нижегородской 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 Нижегородской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и обслуживает территорию Нижегородской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Нижегородское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Нижегородской области;

- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Нижегородской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Нижегородской области связана с энергосистемами:

- Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

- Ивановской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

- Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 10 кВ – 1 шт.;

- Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 10 кВ – 1 шт.;

- Республики Мордовия (Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

- Республики Марий Эл (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 3 шт.;

- Чувашской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

- Ульяновской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Нижегородской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «ВМЗ»	310,0
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	193,0
ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез»	153,0
ООО «Автозавод «ГАЗ»	140,0
ОАО «РЖД»	122,0
АО «Волга»	115,0
Более 50 МВт	
ООО «РусВинил»	98,0
АО «Транснефть-Верхняя Волга»	62,0
АО «Сибур-Нефтехим»	41,0
Более 10 МВт	
АО «Эй Джи Си БСЗ»	26,0
АО «Русполимет»	22,0
ООО «СИБУР-Кстово»	22,0
ООО «Тосол-Синтез»	21,0
АО «ОКБМ Африкантов»	10,5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области на 01.01.2023 составила 2740,6 МВт, в том числе: ГЭС – 530,5 МВт, ТЭС – 2210,1 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 Нижегородской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	2739,6	–	–	–	1,0	2740,6
ГЭС	530,5	–	–	–	–	530,5
ТЭС	2209,1	–	–	–	1,0	2210,1

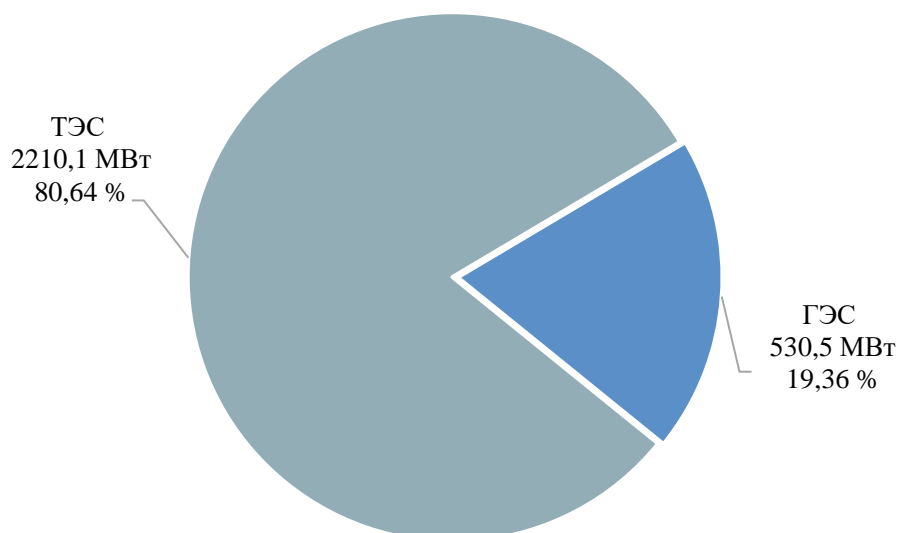


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20824	20898	19482	20792	20075
Годовой темп прироста, %	0,43	0,36	-6,78	6,72	-3,45
Максимум потребления мощности, МВт	3326	3331	3055	3364	3156
Годовой темп прироста, %	-1,42	0,15	-8,29	10,11	-6,18
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6261	6273	6377	6181	6361
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 10:00	24.01 10:00	28.12 10:00	23.12 10:00	05.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12	-17,5	-11,4	-24,9	-16

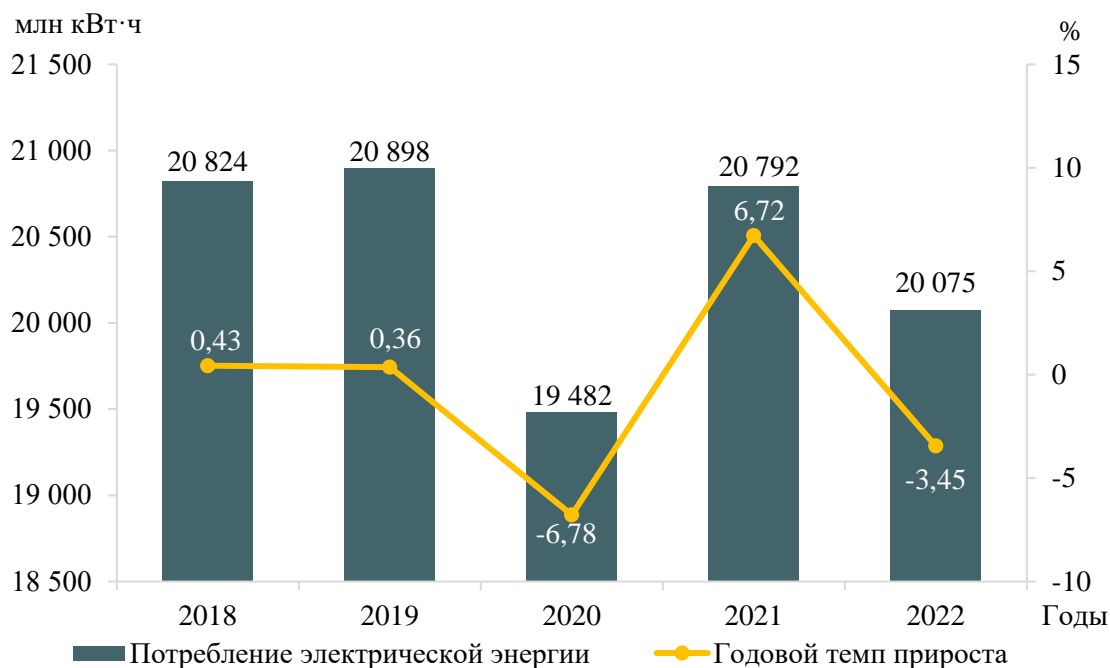


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

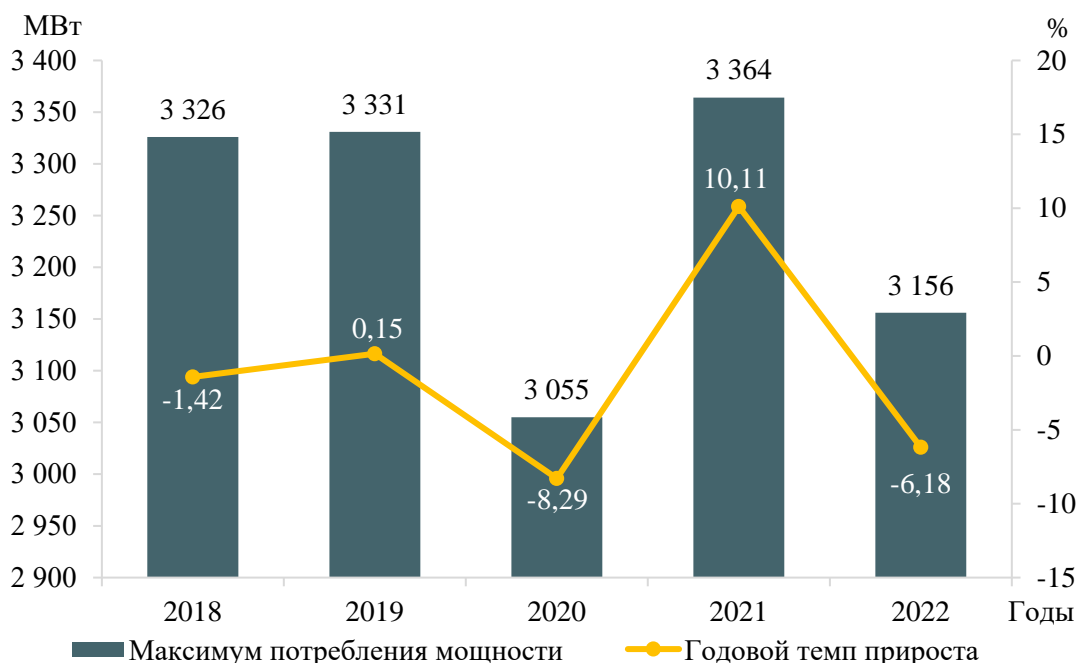


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области уменьшилось на 660 млн кВт·ч и составило в 2022 году 20 075 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,64 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,72 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,78 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области снизился на 218 МВт и составил 3156 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 1,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,11 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ в зимний период. Наибольшее годовое снижение мощности наблюдалось в 2020 году и составило 8,29 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением потребления ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»;
- увеличением потребления в химическом производстве;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта.

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 Нижегородской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Нижегородской 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 двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайки) от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) и ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) на ПС 110 кВ Окский берег	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	2×0,3 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Монтажная от ВЛ 110 кВ Нижегородская ГРЭС – Ока с отпайками (ВЛ 106)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2,2 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Монтажная от ВЛ 110 кВ Нижегородская ГРЭС – Этилен с отпайками (ВЛ 107)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2,2 км
4	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайки) от ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная № 1 (ВЛ 4С) и ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная №2 (ВЛ 5С) на ПС 110 кВ Наука	АО «Саровская электросетевая компания»	2020	2×1,55 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Радуга – ОМК № 1 (ВЛ Радуга-Сталь 1) и ВЛ 110 кВ Радуга – ОМК № 2 (ВЛ Радуга-Сталь 2) до ПС 110 кВ ГПП № 9 АО «ВМЗ» в кабельном исполнении	АО «ВМЗ»	2020	2×1,45 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Орбита на ПС 110 кВ Выездное с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская и ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	–
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Орбита на ПС 110 кВ Выездное с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская и ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,45 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 Буревестник	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Волна	АО «ОКБМ Африкантов»	2018	25 МВА
3	500 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 500 кВ Луч	ПАО «Россети»	2018	250 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Окский берег	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	2×25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Буревестник	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	25 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Левобережная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Монтажная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×2,5 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наука	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	2020	2×16 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП № 9 АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	2020	2×80 МВА
10	110 кВ	Установка трансформаторов на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	2×10 МВА
11	220 кВ	Замена автотрансформатора (АТ-1) на ПС 220 кВ Нагорная	ПАО «Россети»	2021	200 МВА
12	220 кВ	Замена автотрансформатора (АТ-2) на ПС 220 кВ Нагорная	ПАО «Россети»	2022	200 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 Нижегородской 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	-9,8
	20.06.2018	17,9
2019	18.12.2019	0,7
	19.06.2019	21,1
2020	16.12.2020	-5,9
	17.06.2020	21,6
2021	15.12.2021	-4,5
	16.06.2021	21,4
2022	21.12.2022	-7,1
	15.06.2022	20,4

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Приокская	110	Т-1	ТДНГ-31500/110	115	31,5	1965	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	31,5			15,18	14,82	13,23	13,17	13,87	8,38	10,05	11,43	6,67	12,91	
		110	Т-2	ТДНГ-31500/110	115	31,5	1963	88	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	31,5			18,53	15,76	17,77	18,11	16,89	15,22	14,38	11,96	16,93	13,19	
2	ПС 110 кВ Богородская	110	Т-1	ТДНГ-15000/110	115	15	1954	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,59
		6			6,6	15			9,08	5,97	6,33	8,36	8,17	7,49	5,13	4,24	6,05	5,54	
		110	Т-2	ТДНГ-15000/110	115	15	1963	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		6			6,6	15			11,02	9,84	12,18	11,26	12,04	7,26	8,67	8,17	6,67	7,98	
3	ПС 110 кВ Павлово	110	Т-1	ТДТГ-20000/110	115	20	1956	92,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,6
		35			38,5	20			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		6			6,6	20			13,71	11,39	9,94	13,67	12,48	7,71	9,96	7,57	7,78	10,99	
		110	Т-2	ТДТГ-25000/110	115	25	1996	94,75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		35			38,5	25			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		6			6,6	25			14,58	11,51	11,20	9,68	10,64	7,42	7,75	6,77	8,72	6,72	
4	ПС 110 кВ Ленинская	110	Т-1	ТРДН-25000/110	115	25	1994	95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	12,5			6,73	6,26	8,81	9,04	10,32	4,28	4,14	5,29	7,57	0,00	
		6			6,6	12,5 ¹⁾			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		110	Т-2	ТД-16000/110	115	16	1971	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
5	ПС 110 кВ Навашино	6			6,6	16			8,99	9,20	6,47	6,85	7,86	5,27	5,55	4,36	2,86	12,19	
		110	Т-1	ТМГ-7500/110	115	7,5	1958	75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	7,5			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		110	Т-2	ТМГ-7500/110	115	7,5	1958	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	7,5			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		110	Т-3	ТДН-15000/110	115	15	1974	75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
6	ПС 110 кВ Бутурлино	6			6,6	15			14,89	13,53	16,67	13,72	13,89	12,33	10,84	10,09	11,64	9,81	
		110	Т-1	ТДТН-10000/110	115	10	1981	95	6,56	4,14	6,93	4,90	5,68	3,95	4,17	3,42	3,95	4,15	0,19
		35			38,5	10			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		10			11	10			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		110	Т-2	ТДТН-10000/110	115	10	1990	95	4,41	2,94	5,74	4,10	5,84	3,30	2,95	2,80	2,67	3,23	
		35			38,5	10			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		10			11	10			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	

Примечание – ¹⁾ На ПС 110/6/6 кВ Ленинская Т-1 с расщепленной обмоткой НН, одна обмотка НН не используется.

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 температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Приокская	Т-1	ТДНГ-31500/110	1965	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДНГ-31500/110	1963	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Богородская	Т-1	ТДНГ-15000/110	1954	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДНГ-15000/110	1963	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Павлово	Т-1	ТДТГ-20000/110	1956	92,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-25000/110	1996	94,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Ленинская	Т-1	ТРДН-25000/110	1994	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТД-16000/110	1971	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Навашино	Т-1	ТМГ-7500/110	1958	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМГ-7500/110	1958	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-3	ТДН-15000/110	1974	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Бутурлино	Т-1	ТДТН-10000/110	1981	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110	1990	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Приокская	2018	33,71	ПС 110 кВ Приокская	ООО «Слуда»	521096005	16.05.2022	2024	1	–	6	0,4	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78	35,78
				ПС 110 кВ Приокская	МКУ «Главное управление по капитальному строительству г. Нижнего Новгорода»	521049966	17.07.2020	2023	2,738	–	0,4	1,0952						
				ПС 110 кВ Приокская	ТУ на ТП менее 670 кВт (95 шт.)			2023–2024	3,713	1,238	6–0,23	0,3713						
2	ПС 110 кВ Богородская	2022	20,21	ПС 110 кВ Богородская	ТУ на ТП менее 670 кВт (224 шт.)			2023–2024	4,705	0,913	6–0,23	0,4705	20,73	20,75	20,75	20,75	20,75	20,75
				ПС 110 кВ Богородская	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2025	0,111	–	0,4–0,23	0,0111						
3	ПС 110 кВ Павлово	2018	28,29	ПС 110 кВ Павлово	ТУ на ТП менее 670 кВт (161 шт.)			2023–2024	3,573	0,113	6–0,23	0,3573	28,69	28,69	28,69	28,69	28,69	28,69
4	ПС 110 кВ Ленинская	2022	18,18	ПС 110 кВ Ленинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (79 шт.)			2023–2024	2,352	0,429	6–0,23	0,2352	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44	18,44
5	ПС 110 кВ Навашино	2020	16,67	ПС 110 кВ Навашино	ТУ на ТП менее 670 кВт (66 шт.)			2023–2024	1,819	0,034	6–0,23	0,1819	16,87	16,87	16,87	16,87	16,87	16,87
6	ПС 110 кВ Бутурлино	2020	12,67	ПС 110 кВ Бутурлино	ТУ на ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2023–2024	1,069	0,009	10–0,23	0,1069	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79	12,79

ПС 110 кВ Приокская.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 33,71 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,199.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 89,3 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

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].

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,451 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,073 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,71 + 2,073 - 0 = 35,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (реконструкция ПС 110 кВ Приокская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый).

ПС 110 кВ Богородская.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,21 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-7,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,186.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 0,59 МВА.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 110,3 % от $S_{\text{дн}}$ (19,62 МВА), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,816 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,535 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,21 + 0,535 - 0,59 = 20,155 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Богородская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Богородская расчетный объем ГАО составит 2,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,155 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×15 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Стоит отметить, что по данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» в актуальной редакции инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденной приказом Минэнерго России № 24@ от 16.11.2022, в целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА в 2024 и 2025 году соответственно.

ПС 110 кВ Павлово.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 28,29 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,199.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 118 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 1,6 МВА.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 111,3 % от $S_{\text{дн}}$ (26,69 МВА), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,573 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,397 МВА).

Перспективная нагрузка трансформатора Т-1 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,29 + 0,397 - 1,6 = 27,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 113 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Павлово ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Павлово расчетный объем ГАО составит 3,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 27,09 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 32 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 1×20 МВА на 1×32 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Стоит отметить, что по данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» в актуальной редакции инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденной приказом Минэнерго России № 24@ от 16.11.2022, в целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 32 МВА в 2024 году.

ПС 110 кВ Ленинская.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,18 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -7,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,186.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 122,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,352 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,261 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,18 + 0,261 - 0 = 18,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 124,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-2 рекомендуется ввод в работу второй обмотки 6 кВ трансформатора Т-1. С учетом ввода в работу второй обмотки 6 кВ трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 62,2 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Вместе с тем в ПАР отключения трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 97,2 % от $S_{\text{дн}}$, что также не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

На основании вышеизложенного, рисков ввода ГАО, с учетом ввода в работу второй обмотки 6 кВ трансформатора Т-1 и набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, не выявлено.

Таким образом с учетом рекомендованного ввода в работу второй обмотки 6 кВ трансформатора Т-1 в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (реконструкция ПС 110 кВ Ленинская с заменой трансформатора Т-1 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА).

ПС 110 кВ Навашино.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 16,67 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,179.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-3 нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-2 составит 94,2 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 1,819 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,202 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,67 + 0,202 - 0 = 16,87 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-3 перспективная загрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-2 составит 95,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (реконструкция ПС 110 кВ Навашино с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на один трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА).

ПС 110 кВ Бутурлино.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 12,67 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,179.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 0,19 МВА.

С учетом возможности перевода фактическая загрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 105,8 % от $S_{\text{дн}}$ (12,48 МВА), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,069 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,119 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,67 + 0,119 - 0,19 = 12,60 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бутурлино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино расчетный объем ГАО составит 0,8 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,60 МВА с учетом набора нагрузки в

рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый 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 по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ на территории Нижегородской области 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 Нижегородской области, отсутствуют.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 10 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 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Павловоэнерго»	На ПС «Новая» 110/6 кВ (Нижегородская область, г. Павлово) будет производиться реконструкция существующей ОРУ-110 кВ, установка дополнительно двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Нижегородской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Нижегородской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Электрометаллургический комплекс с технологией DRI	АО «ВМЗ»	0,0	240,0	110	2024	ПС 500 кВ Радуга
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» (ГПП-6) (развитие)	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нефтеоргсинтез»	80,0	45,0	220	2023	ПС 220 кВ Бобыльская ПС 220 кВ Кудьма
3	АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	0,0	45,0	110	2025	ПС 500 кВ Радуга
4	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	36,0	110	2023	ПС 220 кВ Бобыльская ПС 110 кВ Суроватиха
5	Жилищные комплексы	ООО СЗ «Инградстрой»	0,0	29,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 220 кВ Нагорная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20229	20783	21366	22262	22934	23193	23409
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	554	583	896	672	259	216
Годовой темп прироста, %	–	2,74	2,81	4,19	3,02	1,13	0,93

Потребление электрической энергии по энергосистеме Нижегородской области прогнозируется на уровне 23409 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,22 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 896 млн кВт·ч или 4,19 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 216 млн кВт·ч или 0,93 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области представлено на рисунке 4.

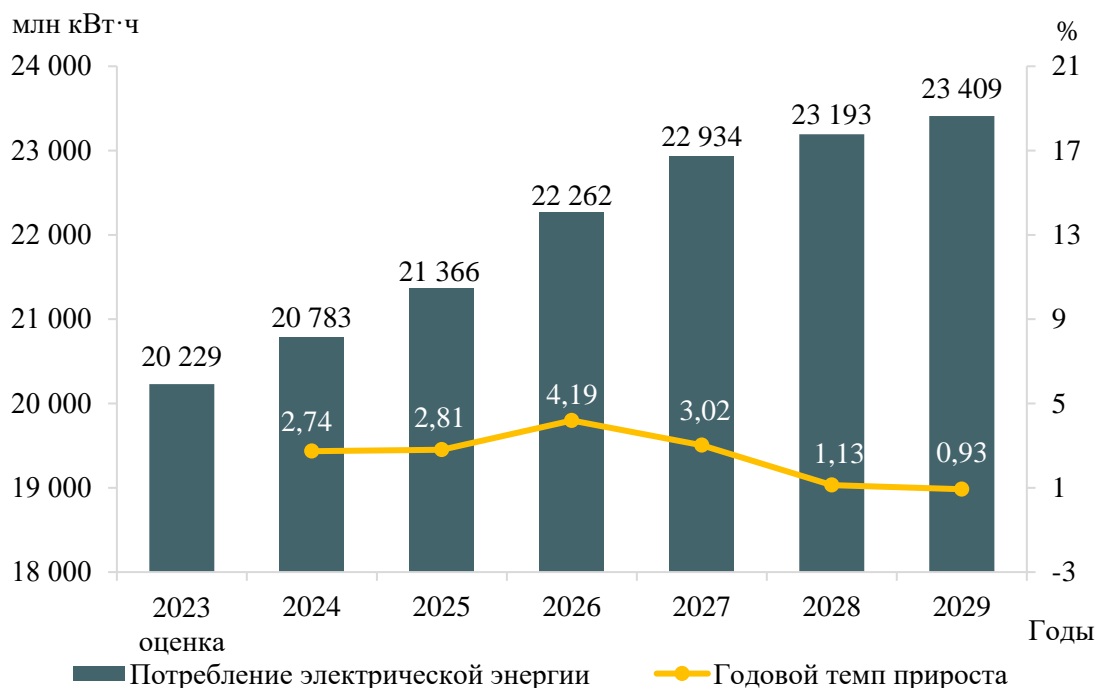


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

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

- развитием действующих предприятий и реализацией новых проектов в металлургическом производстве;
- развитием нефтеперерабатывающего предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3233	3349	3555	3569	3614	3628	3659
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	116	206	14	45	14	31
Годовой темп прироста, %	–	3,59	6,15	0,39	1,26	0,39	0,85

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6257	6206	6010	6238	6346	6393	6398

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2029 году прогнозируется на уровне 3659 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,14 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 206 МВт или 6,15 %, что обусловлено планируемым вводом потребителей непроизводственной сферы; наименьший годовой прирост ожидается в 2026 и 2028 годах и составит 14 МВт или 0,39 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума 2029 году прогнозируется на уровне 6398 ч/год.

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



Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 45 МВт на Нижегородской ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2029 году составит 2789,9 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Нижегородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	2744,9	2752,4	2759,9	2767,4	2774,9	2782,4	2789,9
ГЭС	530,5	538,0	545,5	553,0	560,5	568,0	575,5
ТЭС	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4

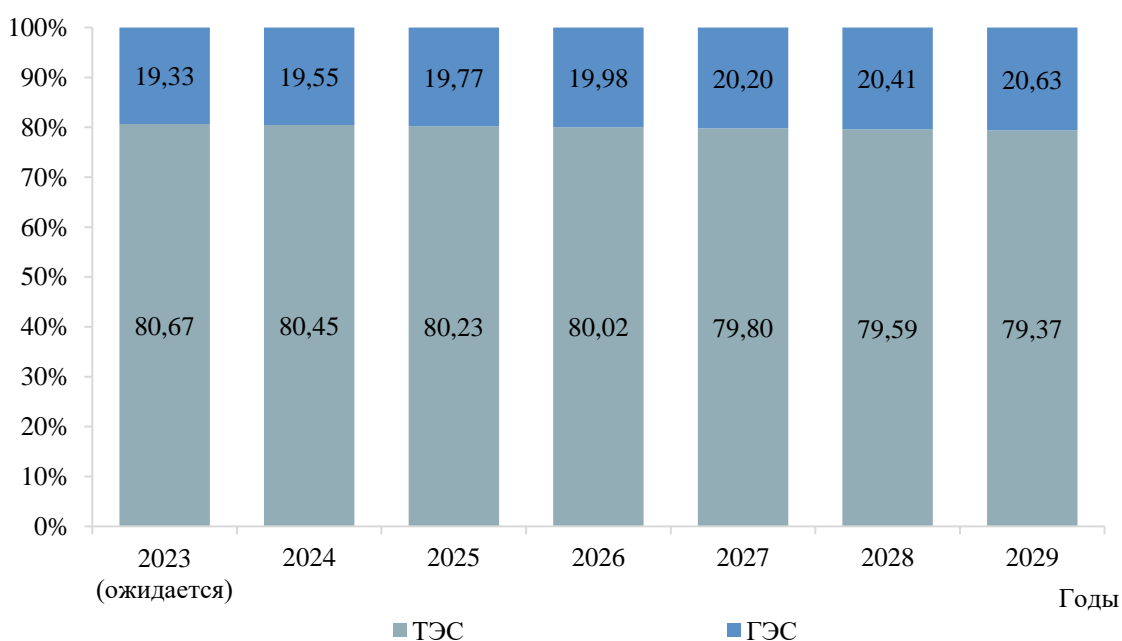


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Нижегородской 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 Нижегородской 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 Нижегородской области

В таблице 15 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 Нижегородской области.

Таблица 15 – 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 Нижегородской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ ГПП № 10 АО «ВМЗ» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	АО «ВМЗ»	110	МВА	–	2×160 2×125	–	–	–	–	–	570	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	200	285 ¹
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Радуга – ОМК № 4 (ВЛ Радуга – Сталь 4) ориентировочной протяженностью 0,5 км, отпайки от ВЛ 110 кВ Радуга – ГПП ОАО «ВМЗ» № 3 (ВЛ Радуга – Металлургическая 3) ориентировочной протяженностью 1 км, и отпайки от ВЛ 110 кВ Радуга – ГПП ОАО «ВМЗ» № 4 (ВЛ Радуга – Металлургическая 4) ориентировочной протяженностью 1 км до ПС 110 кВ ГПП № 10 АО «ВМЗ». Строительство ЛЭП 110 кВ от ПС 500 кВ Радуга до ПС 110 кВ ГПП № 10 АО «ВМЗ» ориентировочной протяженностью 2,6 км		110	км	–	1×0,5 1×1 1×1 1×2,6	–	–	–	–	–	5,1				
3	Строительство ПС 220 кВ НПЗ с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	220	МВА	2×125 2×63	–	–	–	–	–	–	376	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	80	45
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бобыльская – Кудьма на ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 7,56 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×7,56	–	–	–	–	–	–	15,12				
5	Строительство участка ВЛ 110 кВ от концевой опоры (расположена в районе ПС 220 кВ Бобыльская) существующей ВЛ 110 кВ (расположена на участке от ПС 110 кВ Суроватиха до концевой опоры в районе ПС 220 кВ Бобыльская) до ПС 220 кВ Бобыльская ориентировочной протяженностью 0,05 км с образованием ВЛ 110 кВ Бобыльская – Суроватиха №2	ОАО «РЖД»	110	км	1×0,05	–	–	–	–	–	–	0,05	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	36
6	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Саровская электросетевая компания»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	–	8,85

¹ - с учетом ввода новой мощности АО «ВМЗ» 45 МВт в 2025 году

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 16.

Таблица 16 – 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 Богородская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	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 Павлово с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×32	–	–	–	–	–	–	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлино 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 и Приволжье»	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

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 Нижегородской 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 и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 02.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 24@;

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 Нижегородской 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 Нижегородской области осуществляют свою деятельность 38 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 82 % в суммарной НВВ сетевых организаций Нижегородской 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 Нижегородской 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;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- 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 тарифов², 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.

² Решение Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 30.11.2022 № 51/5.

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, 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 группы³, 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 17.

Таблица 17 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий (Базовый вариант)

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)

³ 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 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	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 решением Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 25.11.2022 № 49/46 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Нижегородской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации⁴.

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 Нижегородской 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).

⁴ 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).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Нижегородской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Нижегородской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 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 18.

Таблица 18 – 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	3,6 %	2,3 %	0,8 %	0,4 %	0,6 %	0,1 %

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 основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной 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 Нижегородской области представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Нижегородской 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:	4459	4596	5001	5158	5158	5158
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	57	60	62	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5606	5649	6021	6218	6218	6218

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Нижегородской 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 20 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 20 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Нижегородской 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.	33,7	36,4	38,5	40,2	41,7	43,2
НВВ	млрд руб.	33,9	35,4	36,9	38,3	39,3	40,2
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,2	-1,1	-1,6	-1,9	-2,4	-3,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6
Среднегодовой темп роста	%	—	106	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3
Среднегодовой темп роста	%	—	102	104	103	102	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	-0,09	-0,13	-0,16	-0,20	-0,25

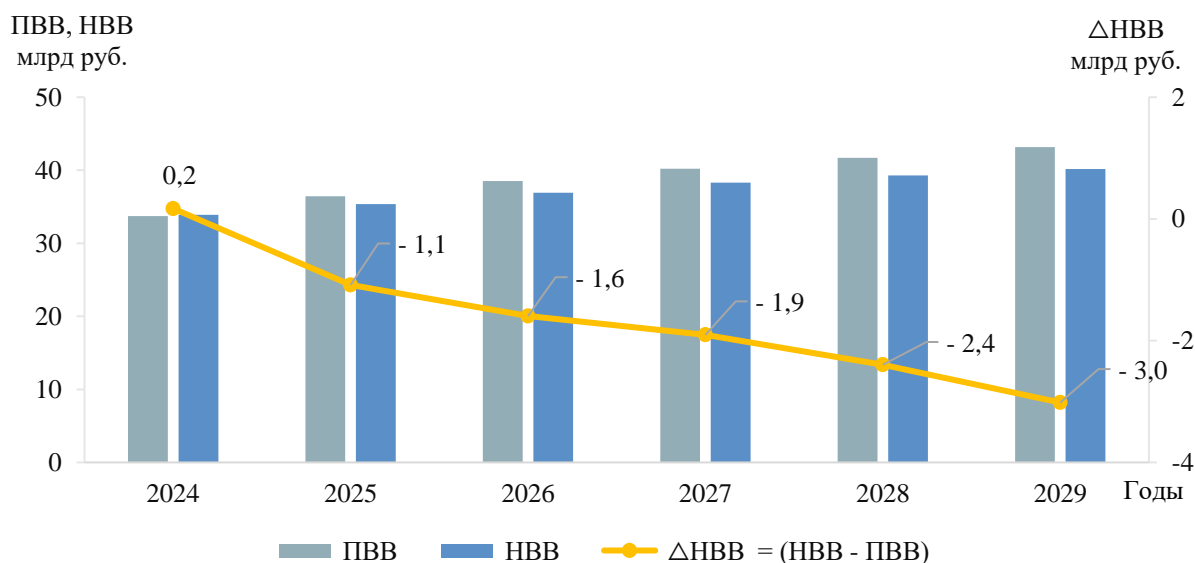


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Нижегородской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 20, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Нижегородской 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 Нижегородской 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 в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,2 и 3,3 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

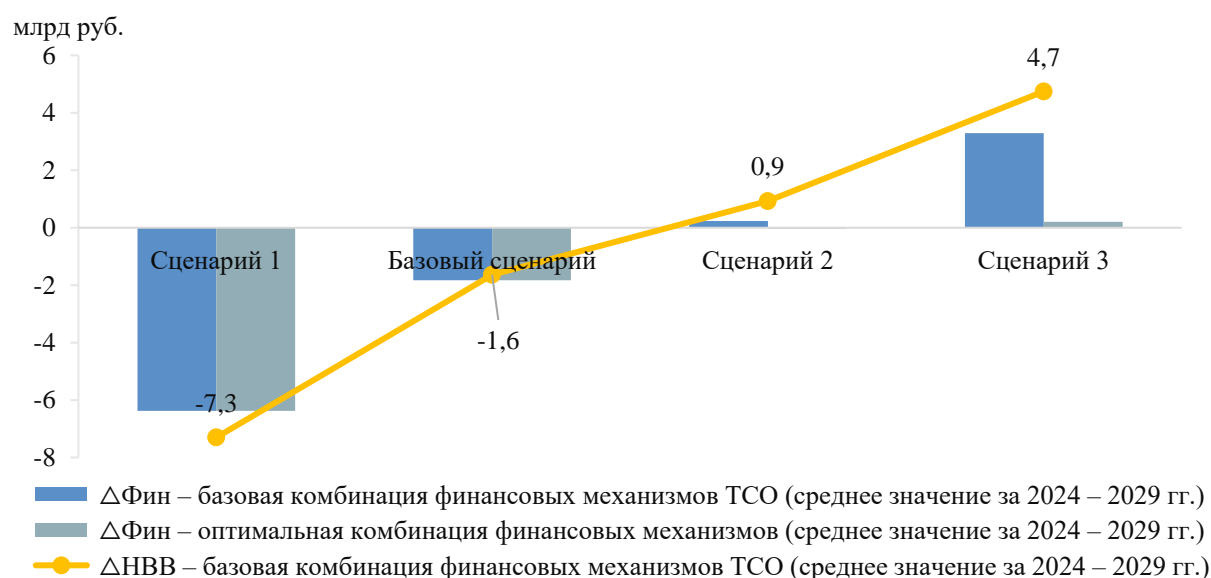


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	6 %	18 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	45 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 21). 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 Нижегородской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Нижегородской 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 Нижегородской области оценивается в 2029 году в объеме 23409 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,22 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2029 году увеличится и составит 3659 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,14 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6010–6398 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 45 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2029 году составит 2789,9 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 20,27 км, трансформаторной мощности 1110 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 перемаркировке), вводу 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)								
Энергосистема Нижегородской области													
Нижегородская ГЭС	ПАО «РусГидро»			—									
		1	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2024 г.
		2	ПЛ20-В-900		72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	
		3	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	Модернизация в 2028 г.
		4	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2025 г.
		5	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2027 г.
		6	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	72,5	Модернизация в 2029 г.
		7	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2026 г. ¹⁾
		8	К(ПЛ)-510-ВБ-900		68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	
Установленная мощность, всего		—	—		530,5	530,5	538,0	545,5	553,0	560,5	568,0	575,5	
ТЭЦ ФКП «Завода имени Я.М.Свердлова»	ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова»			Газ									
		1	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Нижегородская ГРЭС	АО «Волга»			Газ, мазут									
		2	Р-32-130/13		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	
Сормовская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		1	ПТ-65/75-130/13		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	
		3	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	
Новогорьковская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		ГТУ-1	GT13E2		176,2	176,2	176,2	176,2	176,2	176,2	176,2	176,2	
		ГТУ-2	GT13E2		175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	
		6	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		8	ПТ-140/165-130/15		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	
Дзержинская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут									
		1	ПТ-65/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4, 3	ПГУ (Т-30/45-1,45 - 30 МВт, ГТУ V 94,2(siemens) - 150 МВт)		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		5	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	565,0	565,0	565,0	565,0	565,0	565,0	565,0	565,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Автозаводская ТЭЦ	ООО «Автозаводская ТЭЦ»			Газ, мазут									
		7	T-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	T-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		10	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		11	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		12	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	
Саровская ТЭЦ	АО «Саровская Генерирующая Компания»			Газ									
		6	ВПТ-25-4		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		7	ПР-25-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		8	ПТ-25-90/10М		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		9	ПТ-25-90/10М		25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	
ГПЭС Инженерный центр	ОАО «Инженерный центр»			Газ									
		1	PETRA 1250 INB		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	PETRA 1250 INB		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	MDE AE16V4000		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
БЦКК 110 кВ ООО «БКФ»	ООО «БКФ»			Газ									
		ГПА-1	MWM NCG 2032			4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	Ввод в эксплуатацию 04.09.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	

Примечание

1¹⁾ Выполнение мероприятий по модернизации ГА-7 на Нижегородской ГЭС 31.12.2026. Участие в балансах мощности и электрической энергии с 2027 года.

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 Нижегородской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	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	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Богородская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	277,98	277,98
				ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025			
2	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павлово с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×32	–	–	–	–	–	–	32	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	193,26	193,26

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	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				
3	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлино 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 и Приволжье»	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	214,46	214,46

Примечания

1 ¹⁾ 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 ²⁾ 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.