

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	28
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	32
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	32
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	32
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	33

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	34
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	34
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	36
3.3	Прогноз потребления мощности.....	37
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	38
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	40
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	40
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	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42
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	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	46
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	47
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	49
7.1	Основные подходы.....	49
7.2	Исходные допущения.....	50
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	53
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	54
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	55
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	59
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	61

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	63
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КРУ	–	комплектное распределительное устройство
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития
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

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Нижегородской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема 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
ОАО «РЖД»	122,0
АО «Волга»	115,0
Более 50 МВт	
ООО «РусВинил»	98,0
ООО «РусмашЭнерго»	65,0
АО «Транснефть-Верхняя Волга»	62,0
Более 10 МВт	
АО «Сибур-Нефтехим»	41,0
АО «Эй Джи Си БСЗ»	26,0
АО «Русполимет»	22,0
ООО «СИБУР-Кстово»	22,0
ООО «Тосол-Синтез»	21,0
ПАО «Завод Красное Сормово»	17,0
АО «Нижегородский Водоканал»	16,0
ОАО «Арзамасский машиностроительный завод»	10,5

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области на 01.01.2024 составила 2744,9 МВт, в том числе: ГЭС – 530,5 МВт, ТЭС – 2214,4 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения (присоеди- нение)	
Всего	2740,6	4,3	–	–	–	2744,9
ГЭС	530,5	–	–	–	–	530,5
ТЭС	2210,1	4,3	–	–	–	2214,4

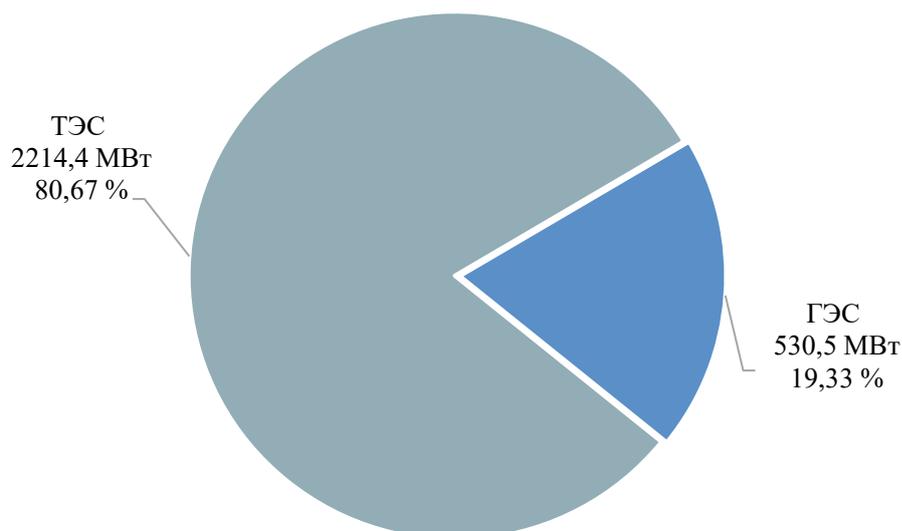


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в 2023 году составило 10707,8 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 1734,1 млн кВт·ч, ТЭС – 8973,8 млн кВт·ч.

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

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	9754,5	11014,6	10870,1	10622,3	10707,8
ГЭС	1772,6	2355,1	1797,4	1701,4	1734,1
ТЭС	7981,9	8659,5	9072,7	8920,9	8973,8

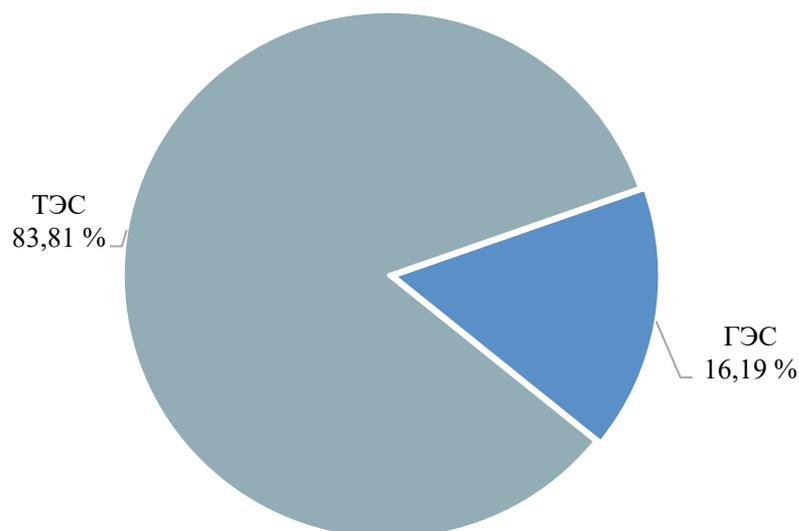


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20898	19482	20792	20075	20429
Годовой темп прироста, %	0,36	-6,78	6,72	-3,45	1,76
Максимум потребления мощности, МВт	3331	3055	3364	3156	3291
Годовой темп прироста, %	0,15	-8,29	10,11	-6,18	4,28
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6273	6377	6181	6361	6208
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 10:00	28.12 10:00	23.12 10:00	05.12 10:00	08.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,5	-11,4	-24,9	-16	-19,4

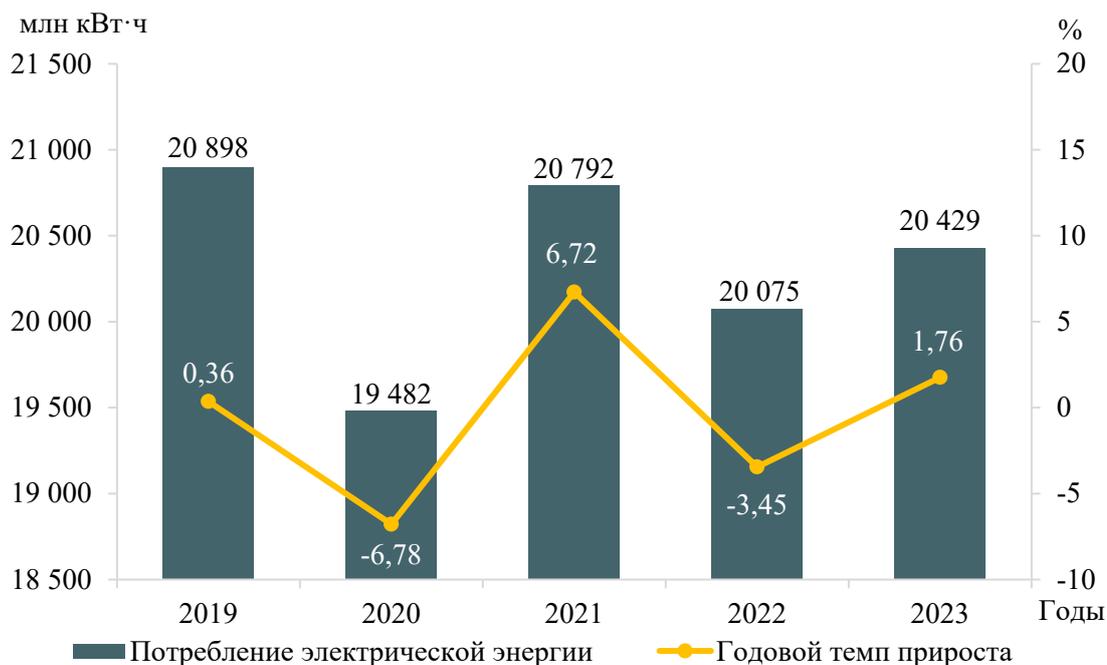


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

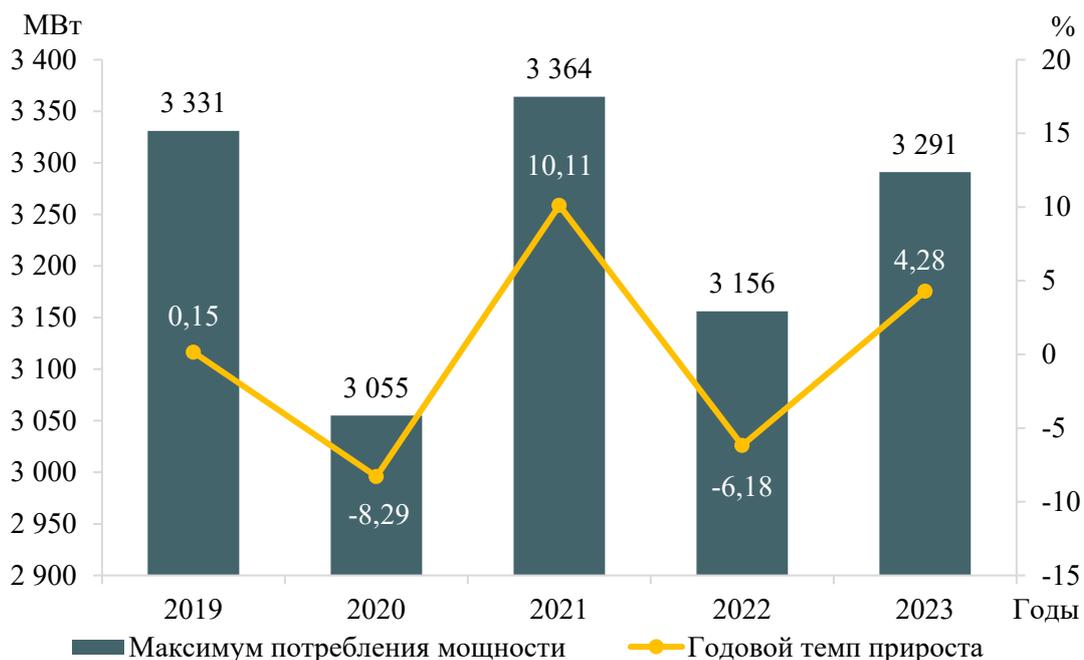


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области уменьшилось на 395 млн кВт·ч и составило в 2023 году 20429 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,38 %. 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 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области снизился на 35 МВт и составил 3291 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,21 %.

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 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области был зафиксирован в 1990 году в размере 4153 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления на предприятиях по добыче полезных ископаемых;
- значительным снижением объемов транспортирования газа и продуктов его переработки в 2022 году с последующим увеличением в 2023 году;
- увеличением потребления в химическом производстве;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта.

1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Нижегородской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Нижегородской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Монтажная от ВЛ 110 кВ Нижегородская ГРЭС – Ока с отпайками (ВЛ 106)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2,2 км
2	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
3	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
4	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
5	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	–
6	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 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Буревестник	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Левобережная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Монтажная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×2,5 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наука	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	2020	2×16 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП № 9 АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	2020	2×80 МВА
6	110 кВ	Установка трансформаторов на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	2×10 МВА
7	220 кВ	Замена автотрансформатора (АТ-1) на ПС 220 кВ Нагорная	ПАО «Россети»	2021	200 МВА
8	220 кВ	Замена автотрансформатора (АТ-2) на ПС 220 кВ Нагорная	ПАО «Россети»	2022	200 МВА
9	500 кВ	Установка автотрансформатора (АТ-6) на ПС 500 кВ Радуга	ПАО «Россети»	2023	250 МВА

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

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

На территории 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	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
2023	20.12.2023	2,1
	21.06.2023	11,8

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

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

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Приокская	110/6	T-1	115/6,6	31,5	14,82	13,23	13,17	13,87	15,15	10,05	11,43	6,67	12,91	9,95	0
			T-2	115/6,6	31,5	15,76	17,77	18,11	16,89	20,02	14,38	11,96	16,93	13,19	13,93	
2	ПС 110 кВ Богородская	110/6	T-1	115/6,6	15	5,97	6,33	8,36	8,17	8,46	5,13	4,24	6,05	5,54	5,81	0
			T-2	115/6,6	15	9,84	12,18	11,26	12,04	11,62	8,67	8,17	6,67	7,98	8,79	
3	ПС 110 кВ Павлово	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	20	11,39	9,94	13,67	12,48	11,14	9,96	7,57	7,78	10,99	2,52	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	11,51	11,20	9,68	10,64	9,72	7,75	6,77	8,72	6,72	14,28	
4	ПС 110 кВ Ленинская	110/6/6	T-1	115/6,6/6,6	25	6,26	8,81	9,04	10,32	10,32	4,14	5,29	7,57	0,00	5,72	0
		110/6	T-2	115/6,6	16	9,20	6,47	6,85	7,86	7,82	5,55	4,36	2,86	12,19	3,11	
5	ПС 110 кВ Бутурлино	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	4,14	6,93	4,90	5,68	5,33	4,17	3,42	3,95	4,15	3,88	0
			T-2	115/38,5/11	10	2,94	5,74	4,10	5,84	4,45	2,95	2,80	2,67	3,23	3,01	
6	ПС 110 кВ Молитовская	110/6	T-2	115/6,6/6,6	40	19,59	18,15	16,56	15,12	15,74	18,16	14,60	16,64	13,12	11,70	0
			T-3	115/6,6/6,6	25	11,60	10,54	10,72	10,54	11,20	10,06	9,60	8,57	9,41	9,05	
7	ПС 110 кВ Митино	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	6,26	7,83	8,11	9,10	10,31	4,70	5,60	6,55	5,75	6,34	0
			T-2	115/38,5/11	16	7,09	8,58	7,72	7,66	7,77	7,50	7,24	3,62	5,54	6,77	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Приокская	T-1	ТДНГ-31500/110	1965	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-31500/110	1963	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Богородская	T-1	ТДНГ-15000/110	1954	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-15000/110	1963	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Павлово	T-1	ТДТГ-20000/110	1956	92,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-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	T-1	ТРДН-25000/110	1994	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТД-16000/110	1971	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Бутурлино	T-1	ТДТН-10000/110	1981	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1990	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Молитовская	T-2	ТРДН-40000/110/6	1970	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТРДН-25000/110/6	1981	89,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Митино	T-1	ТДТН-16000/110/10	1981	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/10	1981	89,38	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Приокская	2023 / зима	35,17	ПС 110 кВ Приокская	ООО «Слуда»	16.05.2022	521096005	2024	1	–	6	0,4	35,84	35,89	35,89	35,89	35,89	35,89
				ТУ для ТП менее 670 кВт (70 шт.)				2024–2026	2,693	–	6–0,23	0,269						
2	ПС 110 кВ Богородская	2022 / зима	20,21	ПС 110 кВ Богородская	ТУ для ТП менее 670 кВт (116 шт.)			2024–2026	4,369	–	6–0,23	0,4369	20,64	20,68	20,68	20,68	20,68	20,68
3	ПС 110 кВ Павлово	2021 / зима	23,36	ПС 110 кВ Павлово	ТУ для ТП менее 670 кВт (215 шт.)			2024–2026	5,483	–	6–0,23	0,5483	23,89	23,95	23,95	23,95	23,95	23,95
4	ПС 110 кВ Ленинская	2022 / зима	18,18	ПС 110 кВ Ленинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (108 шт.)			2024–2026	3,156	–	6–0,23	0,3156	18,51	18,52	18,52	18,52	18,52	18,52
5	ПС 110 кВ Бутурлино	2020 / зима	12,67	ПС 110 кВ Бутурлино	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024–2026	0,737	–	10–0,4	0,0737	12,747	12,749	12,749	12,749	12,749	12,749

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
6	ПС 110 кВ Молитовская	2019 / зима	31,19	ПС 110кВ Молитовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (40 шт.)			2024–2026	2,832	–	6–0,23	0,2832	31,49	31,50	31,50	31,50	31,50	31,50
7	ПС 110 кВ Митино	2023 / зима	18,08	ПС 110 кВ Митино	ТУ для ТП менее 670 кВт (318 шт.)			2024–2026	7,387	–	10–0,4	0,7387	18,78	18,88	18,88	18,88	18,88	18,88

ПС 110 кВ Приокская.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 35,17 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,4 % от $S_{ддн}$.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,693 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,721 МВА).

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

$$S_{персп}^{тр} = 35,17 + 0,721 + 0 - 0 = 35,891 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Приокская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 0,4 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приокская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Приокская расчетный объем ГАО составит 0,14 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 35,891 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по

номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×31,5 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Богородская.

Согласно таблице 8, 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 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,186.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{длн}$ на величину до 13,7 %.

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 4,369 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,471 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 20,21 + 0,471 + 0 - 0 = 20,681 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Богородская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,3 % (без ТП превышение до 13,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Богородская ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Богородская расчетный объем ГАО составит 2,9 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 20,68 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(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Павлово.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 23,36 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-4,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,173.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 99,6 % от $S_{\text{длн}}$.

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 5,483 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,591 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,36 + 0,591 + 0 - 0 = 23,951 \text{ МВА.}$$

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

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Павлово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Павлово расчетный объем ГАО составит 0,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 23,951 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.

Дополнительно необходимо отметить, что при разработке СиПР ЭЭС России на предыдущие среднесрочные периоды фактическая максимальная нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Павлово определялась контрольным замером 2018 года и составляла 28,29 МВА. Таким образом при разработке СиПР ЭЭС России на предыдущие среднесрочные периоды в рамках мероприятия по замене Т-1 ПС 110 кВ Павлово к установке был рекомендован трансформатор мощностью 32 МВА. В актуальной редакции инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденной приказом Минэнерго России № 24@ от 16.11.2022, предусмотрена замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 32 МВА в 2024 году. По

данном ПАО «Россети Центр и Приволжье» указанное мероприятие находится на завершающей стадии реализации.

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(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ленинская.

Согласно таблице 8, 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-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,8 % от $S_{ддн}$.

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 3,156 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,340 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 18,18 + 0,340 + 0 - 0 = 18,520 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ленинская, оставшегося в работе после отключения Т-1, и составляет 97,6 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (реконструкция ПС 110 кВ Ленинская с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА).

ПС 110 кВ Бутурлино.

Согласно таблице 8, 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 нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 7,4 %.

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 0,737 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,079 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,67 + 0,079 + 0 - 0 = 12,749 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Бутурлино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 8,1 % (без ТП превышение до 7,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бутурлино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бутурлино расчетный объем ГАО составит 0,95 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 12,749 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(й), – ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Молитовская.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 31,19 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,145.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 9 %.

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 2,832 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,305 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,19 + 0,305 + 0 - 0 = 31,495 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Молитовская, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 10 % (без ТП превышение до 9 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молитовская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Молитовская расчетный объем ГАО составит 2,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор мощностью не менее 31,495 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 номинальной мощностью 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Митино.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 18,08 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +2,1^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 99,5 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 7,387 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,796 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,08 + 0,796 + 0 - 0 = 18,876 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Митино, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,9 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Митино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Митино расчетный объем ГАО составит 0,71 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 18,876 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

2.2.1.2 ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО»

Рассмотрены предложения ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ГПП 110 кВ Чермет	110/6	T-1	115/6,6	15	4,99	5,54	4,16	5,69	4,49	3,00	3,68	2,89	3,70	3,90	0
			T-2	115/6,6	16	6,03	6,99	6,24	5,24	6,22	5,22	4,50	3,76	2,20	1,80	
2	ГПП 110 кВ Заря-1	110/6	T-1	115/6,6	32	1,44	1,34	1,44	2,56	2,65	1,35	1,10	1,46	1,20	2,20	0
			T-2	115/6,6	32	3,43	2,37	1,70	1,60	2,08	3,65	1,34	1,52	1,70	1,66	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ГПП 110 кВ Чермет	T-1	ТДН-15000/110	1968	>70	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1975	>70	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ГПП 110 кВ Заря-1	T-1	ТРДН-32000/110	1968	>70	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-32000/110	1965	>70	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ГПП 110 кВ Чермет	2020 / зима	12,53	ГПП 110 кВ Чермет	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2023	0,25	–	0,4	0,025	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56
2	ГПП 110 кВ Заря-1	2019 / лето	5,0	ГПП 110 кВ Заря-1	ООО «Экологический цифровой оператор»	28.09.2023	ДЗ-001-128/23	2024	2,995	–	6	2,096	15,88	15,88	15,88	15,88	15,88	15,88
				ГПП 110 кВ Заря-1	ООО «Экологический цифровой оператор»	28.09.2023	ДЗ-001-129/23	2024	4,245									
				ГПП 110 кВ Заря-1	ООО «ПТФ»	23.06.2023	ДЗ-001-137/2023	2024	4,997									
				ГПП 110 кВ Заря-1	ООО «ПТФ»	23.06.2023	ДЗ-001-139/2023	2024	4,998									
				ГПП 110 кВ Заря-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,285									

ГПП 110 кВ Чермет.

Согласно таблице 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 12,53 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-5,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,179.

В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,027 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,53 + 0,027 + 0 - 0 = 12,557 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Чермет, оставшегося в работе после отключения Т-2, и составляет 71 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» (реконструкция ГПП 110 кВ Чермет с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 1×15 МВА и 1×16 МВА на 2×25 МВА).

ГПП 110 кВ Заря-1.

Согласно таблице 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 5 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+21,1^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,99.

В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 15,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 17,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,877 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5 + 10,877 + 0 - 0 = 15,877 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Заря-1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 50,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «ЗЕФС-ЭНЕРГО» (реконструкция ГПП 110 кВ Заря-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×32 МВА на 2×40 МВА).

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Строительство новых ПС 110 кВ для электроснабжения потребителей на территории, прилегающей к пос. Новинки и пос. Ольгино Нижегородской области.

Согласно данным филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» для реализации проекта комплексного развития территории, прилегающей к пос. Новинки и пос. Ольгино Нижегородской области (далее – КРТ Новинки, КРТ Ольгино) планируется ввод потребителей с необходимой величиной максимальной мощности:

- КРТ Новинки 30,531 МВт (32,88 МВА);
- КРТ Ольгино 30,029 МВт (32,34 МВА).

Ввод в работу энергопринимающих устройств планируется в 2025 году. Номинальное напряжение вводимой нагрузки – 10 кВ. Категория надежности электроснабжения планируемых к вводу энергопринимающих устройств – вторая.

Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района представлена на рисунке 5. Нормальная схема соединений электрической сети 110 кВ и выше рассматриваемого района представлена на рисунке 6.

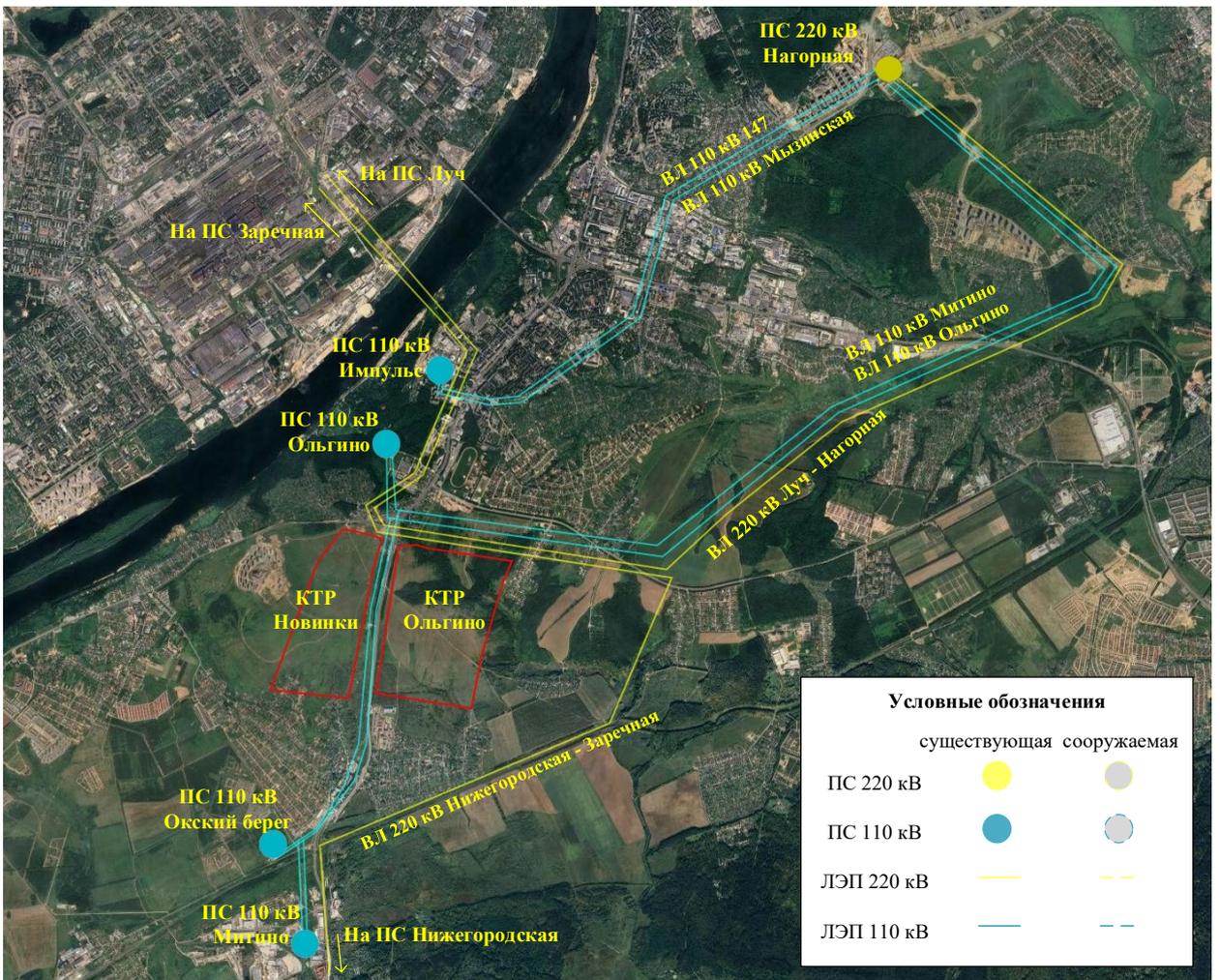


Рисунок 5 – Карта-схема электрических сетей района размещения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино

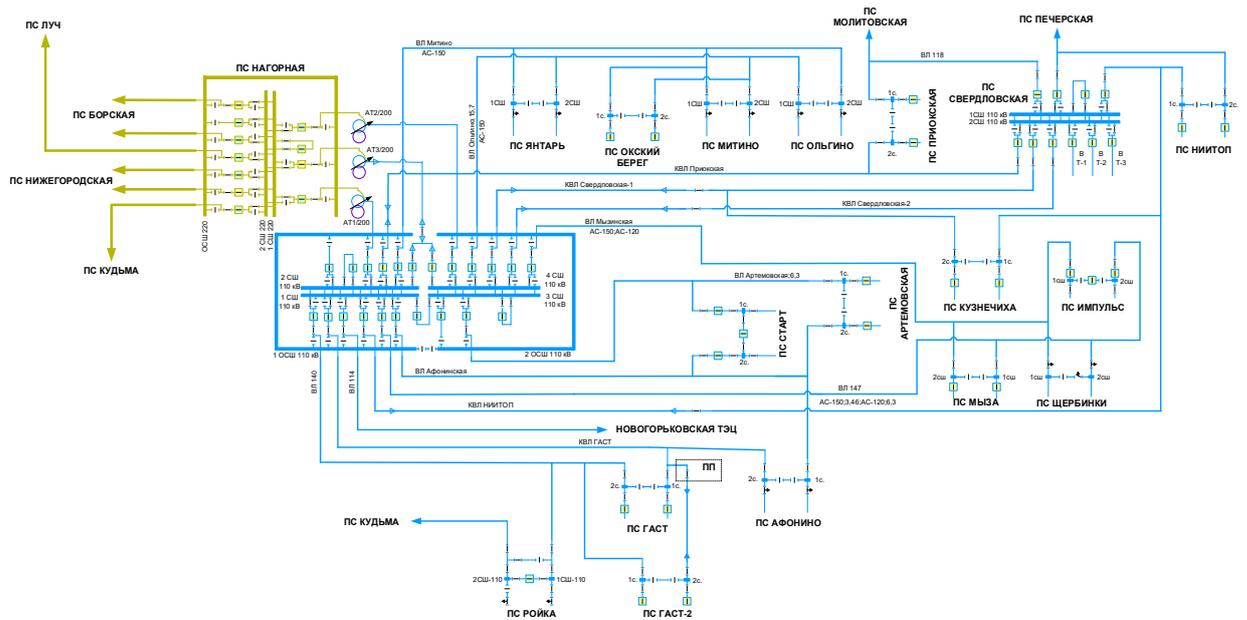


Рисунок 6 – Принципиальная схема электрической сети района размещения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино

Ближайшими ПС, которые могут быть рассмотрены для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино являются ПС 110 кВ Ольгино, ПС 110 кВ Митино, ПС 110 кВ Окский Берег. Для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино необходимо расширение существующих ПС в части строительства нового КРУ 10 кВ. По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» ПС 110 кВ Окский Берег находится на балансе конкурсного управляющего в связи с чем реконструкция с расширением указанной ПС невозможна. Исходя из фактических условий эксплуатации реконструкция ПС 110 кВ Митино, ПС 110 кВ Ольгино также невозможна в связи с ограничениями по площади объекта ввиду расположения указанных ПС в стесненных условиях плотной жилой застройки и расположением рядом промышленных объектов.

Таким образом, для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино необходимо строительство нового(ых) ЦП. Дополнительно необходимо отметить, что по информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» при выборе вариантов строительства и реконструкции ЛЭП 110 кВ и выше для подключения новых ПС на рассматриваемой территории необходимо использовать вариант кабельного исполнения вновь сооружаемых ЛЭП (участков ЛЭП) по причине действующих ограничений на строительство ВЛ 110 кВ и выше в селитебной зоне г. Нижний Новгород.

Ниже рассмотрены варианты развития электрической сети 110 кВ и выше для возможности подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино:

1) строительство новой ПС 110 кВ Иванов.

Строительство новой ПС 110 кВ Иванов предполагает выполнение следующих мероприятий:

- строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Иванов;
- установка двух трансформаторов 110/10/10 кВ на ПС 110 кВ Иванов мощностью 80 МВА каждый;
- строительство РУ 10 кВ ПС 110 кВ Иванов для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) на ПС 110 кВ Иванов в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 4 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) на ПС 110 кВ Иванов в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 0,8 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110.

По результатам расчета установившихся режимов выявлена необходимость выполнения следующих дополнительных мероприятий в части первичного оборудования:

- замена провода ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147);
- замена провода ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино).

По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» реконструкция ЛЭП с заменой провода на ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147), ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино), невозможна в связи с тем, что ЛЭП выполнены в двухцепном исполнении и выполнение реконструкции требует погашения обеих цепей. Таким образом в качестве альтернативы замене провода при расчете капитальных затрат учтен перевод участков указанных ВЛ в кабельное исполнение.

По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» укрупненные капитальные затраты на реализацию рассматриваемого варианта развития электрической сети в ценах 2 квартала 2024 года без НДС составят 5982,18 млн руб.;

2) строительство новой ПС 220 кВ Иванов.

Строительство новой ПС 220 кВ Иванов предполагает выполнение следующих мероприятий:

- строительство РУ 220 кВ ПС 220 кВ Иванов;
- установка двух трансформаторов 220/10/10 кВ на ПС 220 кВ Иванов мощностью 80 МВА каждый;
- строительство РУ 10 кВ ПС 220 кВ Иванов для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино;
- сооружение заходов ВЛ 220 кВ Луч – Нагорная на ПС 220 кВ Иванов в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый. Марка кабеля – АПвПу2г 1×1000/225-128/220.

По результатам расчета установившихся режимов необходимость выполнения дополнительных мероприятий не выявлена.

По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» укрупненные капитальные затраты на реализацию рассматриваемого варианта развития электрической сети в ценах 2 квартала 2024 года без НДС составят 5493,00 млн руб.;

3) строительство новых ПС 110 кВ Иванов и ПС 110 кВ Васильев.

Строительство новых ПС 110 кВ Иванов и ПС 110 кВ Васильев предполагает выполнение следующих мероприятий:

- строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Иванов;
- установка двух трансформаторов 110/10/10 кВ на ПС 110 кВ Иванов мощностью 40 МВА каждый;
- строительство РУ 10 кВ ПС 110 кВ Иванов для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) на ПС 110 кВ Иванов в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 4 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) на ПС 110 кВ Иванов в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 0,8 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110;
- строительство РУ 110 кВ ПС 110 кВ Васильев;
- установка двух трансформаторов 110/10/10 кВ на ПС 110 кВ Васильев мощностью 40 МВА каждый;
- строительство РУ 10 кВ ПС 110 кВ Васильев для подключения потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Мыза с отпайками (ВЛ Мызинская) на ПС 110 кВ Васильев в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 4 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110;
- сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) на ПС 110 кВ Васильев в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 0,5 км. Марка кабеля – АПвПу2г 1×300/120-64/110.

По результатам расчета установившихся режимов необходимость выполнения дополнительных мероприятий в части первичного оборудования не выявлена.

По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Нижновэнерго» укрупненные капитальные затраты на реализацию рассматриваемого варианта развития электрической сети в ценах 2 квартала 2024 года без НДС составят 5653,64 млн руб.

На основании рассмотренных вариантов развития электрической сети и технико-экономического сравнения, можно сделать вывод, что вариант строительства ПС 220 кВ Иванов и вариант строительства новых ПС 110 кВ Иванов и ПС 110 кВ Васильев являются равноэкономичными. При этом, ввиду более длительного нормативного срока строительства объектов 220 кВ, относительно объектов 110 кВ, вариант строительства ПС 220 кВ Иванов является менее приоритетными с учетом планируемого года ввода нагрузки в 2025 году.

На основании вышеизложенного для обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей КРТ Новинки, КРТ Ольгино рекомендовано строительство новых ПС 110 кВ Иванов и ПС 110 кВ Васильев.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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.

2.3 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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Нижегородской области приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Нижегородской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	3,083 км	2026	ПАО «Россети»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

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

Таблица 15 – 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-Нижегороднефтеоргсинтез»	80,0	45,0	220	2024	ПС 220 кВ Бобыльская ПС 220 кВ Кудьма
3	Электрометаллургический комплекс с технологией DRI	АО «ВМЗ»	0,0	45,0	110	2025	ПС 500 кВ Радуга
4	Жилищные комплексы	ООО СЗ «Инградстрой»	0,0	34,0	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2030	ПС 220 кВ Нагорная
5	Производство прочей неметаллической минеральной продукции	ООО «Ролл-Агро»	0,0	15,0	10	2024	Игумновская ТЭЦ

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	21068	22066	22525	22721	22980	23175	23424
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	998	459	196	259	195	249
Годовой темп прироста, %	–	4,74	2,08	0,87	1,14	0,85	1,07

Потребление электрической энергии по энергосистеме Нижегородской области прогнозируется на уровне 23434 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,97 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 998 млн кВт·ч или 4,74 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 195 млн кВт·ч или 0,85 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области представлено на рисунке 7.

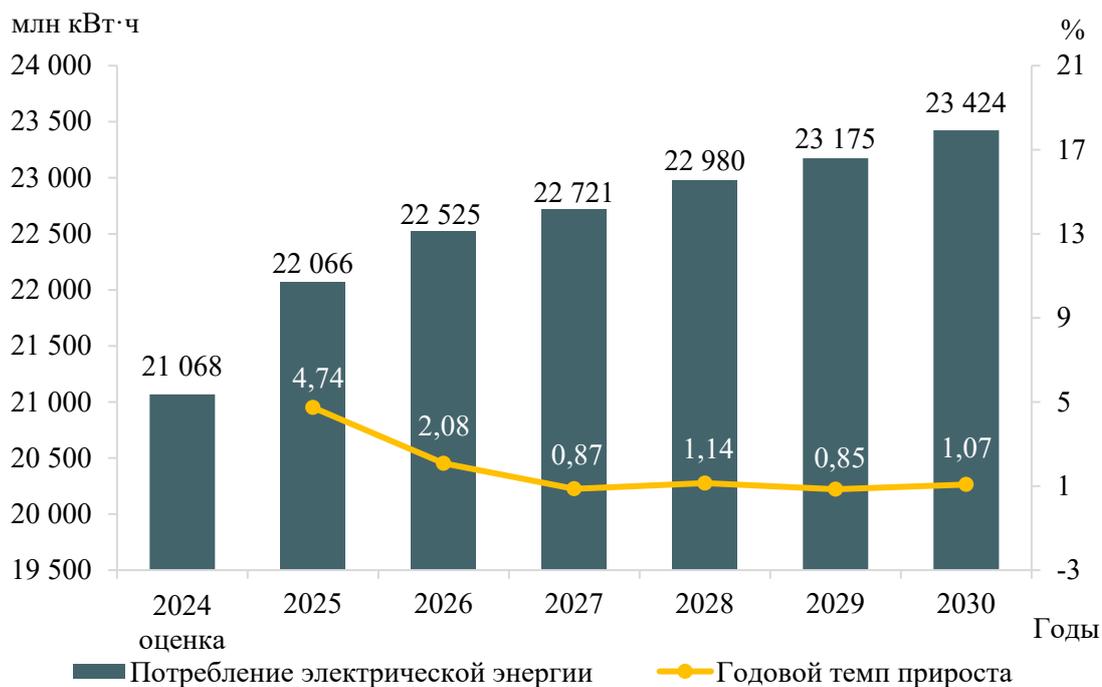


Рисунок 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста

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 объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3476	3535	3574	3606	3635	3664	3693
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	59	39	32	29	29	29
Годовой темп прироста, %	–	1,70	1,10	0,90	0,80	0,80	0,79

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6061	6242	6302	6301	6322	6325	6343

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2030 году прогнозируется на уровне 3693 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,66 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 59 МВт или 1,70 %, что обусловлено планируемым вводом объектов металлургического производства; наименьший годовой прирост ожидается в 2028, 2029 и 2030 годах и составит 29 МВт или 0,80 % и 0,79 % соответственно.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к незначительному уплотнению. Число часов использования максимума в 2030 году прогнозируется в диапазоне 6242–6343 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – 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 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 22,5 МВт на Нижегородской ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2030 году составит 2774,9 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Нижегородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области представлена на рисунке 9.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	2752,4	2759,9	2759,9	2767,4	2767,4	2774,9	2774,9
ГЭС	538,0	545,5	545,5	553,0	553,0	560,5	560,5
ТЭС	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4	2214,4

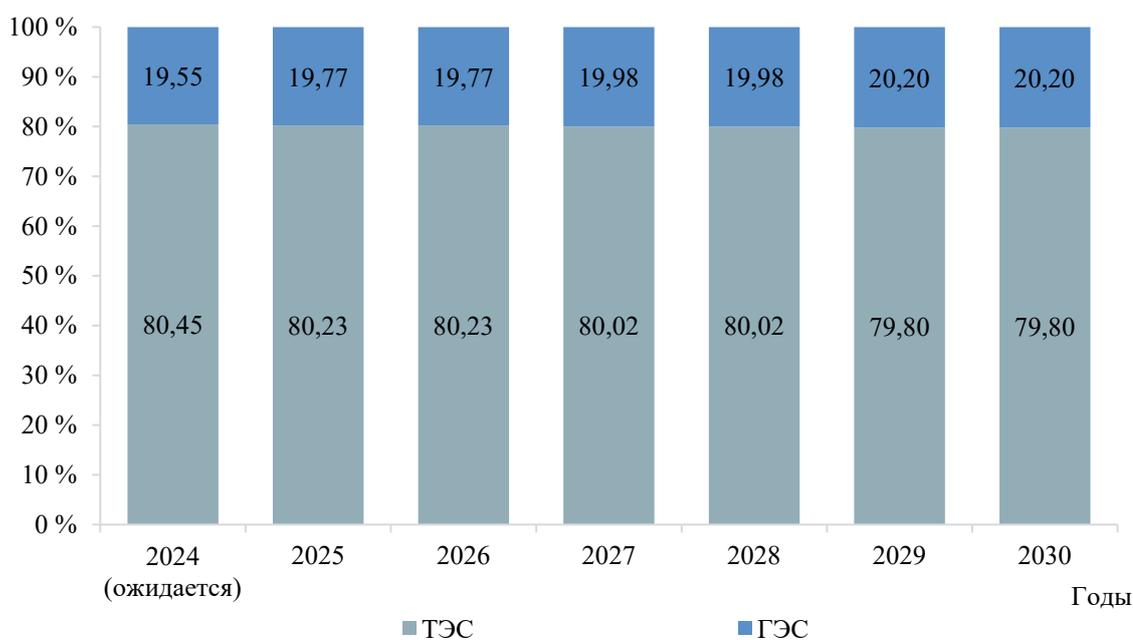


Рисунок 9 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории 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 19 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Нижегородской области.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Нижегородской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	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	0,5 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 Бобьльская – 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 Бобьльская) существующей ВЛ 110 кВ (расположена на участке от ПС 110 кВ Суроватиха до концевой опоры в районе ПС 220 кВ Бобьльская) до ПС 220 кВ Бобьльская ориентировочной протяженностью 0,05 км с образованием ВЛ 110 кВ Бобьльская – Суроватиха №2	ОАО «РЖД»	110	км	0,05	–	–	–	–	–	–	0,05	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	36	0

Примечание – 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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 20.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 110 кВ Васильев с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Мыза с отпайками (ВЛ Мызинская) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 0,5 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
4	Строительство ПС 110 кВ Иванов с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 0,8 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,8	–	–	–	–	–	0,8	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
7	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	3,083	–	–	–	–	3,083	Реновация основных фондов

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	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	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	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
3	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	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	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	Реконструкция ПС 110 кВ Молитовская с заменой трансформатора Т-3 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Митино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

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

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

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

5) данных, предоставленных ПАО «Россети Центр» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

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

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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

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

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	607	2924	3264	–	–	–	–	6796

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 [5];
- 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 РФ № 1178 [6] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Нижегородской области осуществляют свою деятельность 26 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 «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Решение Региональной службы по тарифам Нижегородской области от 30.11.2022 № 51/5.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

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

Таблица 23 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год решением региональной службы по тарифам Нижегородской области № 60/2 от 27.12.2023 «О внесении изменений в решение региональной службы по тарифам Нижегородской области от 25 ноября 2022 г. № 49/46 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Нижегородской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей 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).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	6600	7139	5361	5158	5158	5158
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	2064	2201	203	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	5181	10426	6292	6301	6301	6301

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 26 и на рисунке 10.

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

Таблица 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО 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	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	37,8	40,7	43,1	45,3	47,4	49,7
НВВ	млрд руб.	40,4	43,5	44,0	45,4	46,7	48,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,62	2,79	0,97	0,01	-0,68	-1,73
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,31	3,60	3,80	3,95	4,09	4,25
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,54	3,85	3,88	3,95	4,04	4,10
Среднегодовой темп роста	%	–	109	101	102	102	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,23	0,25	0,09	0,00	-0,06	-0,15

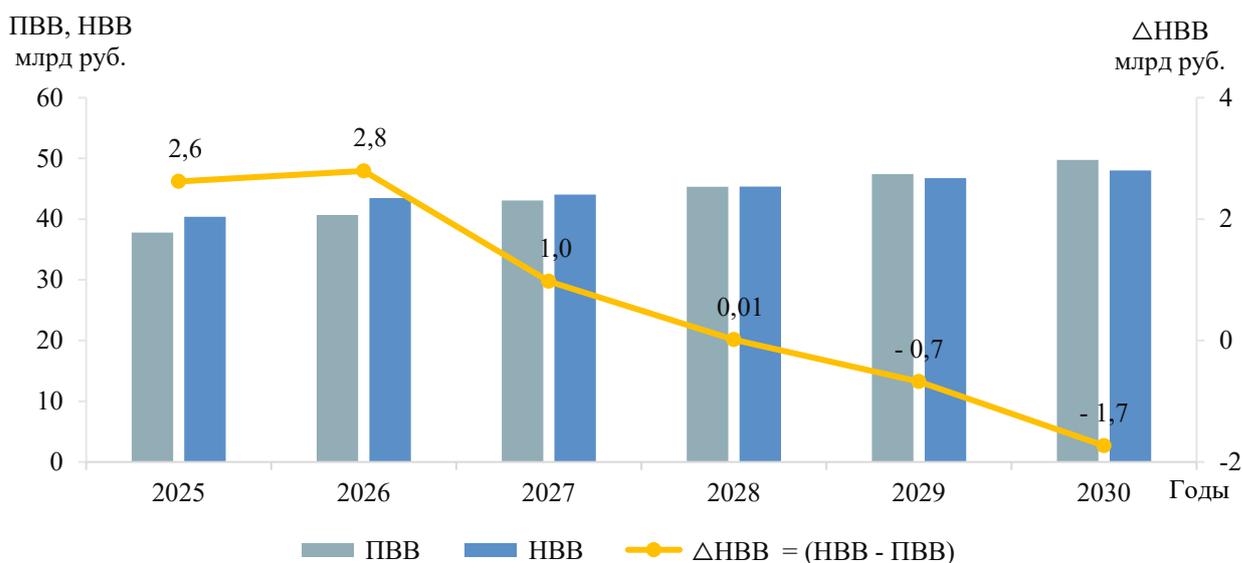


Рисунок 10 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Нижегородской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется недостаточность 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 2024 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 суммарно за период 2025–2030 годов составляет 16,4–48,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 11.

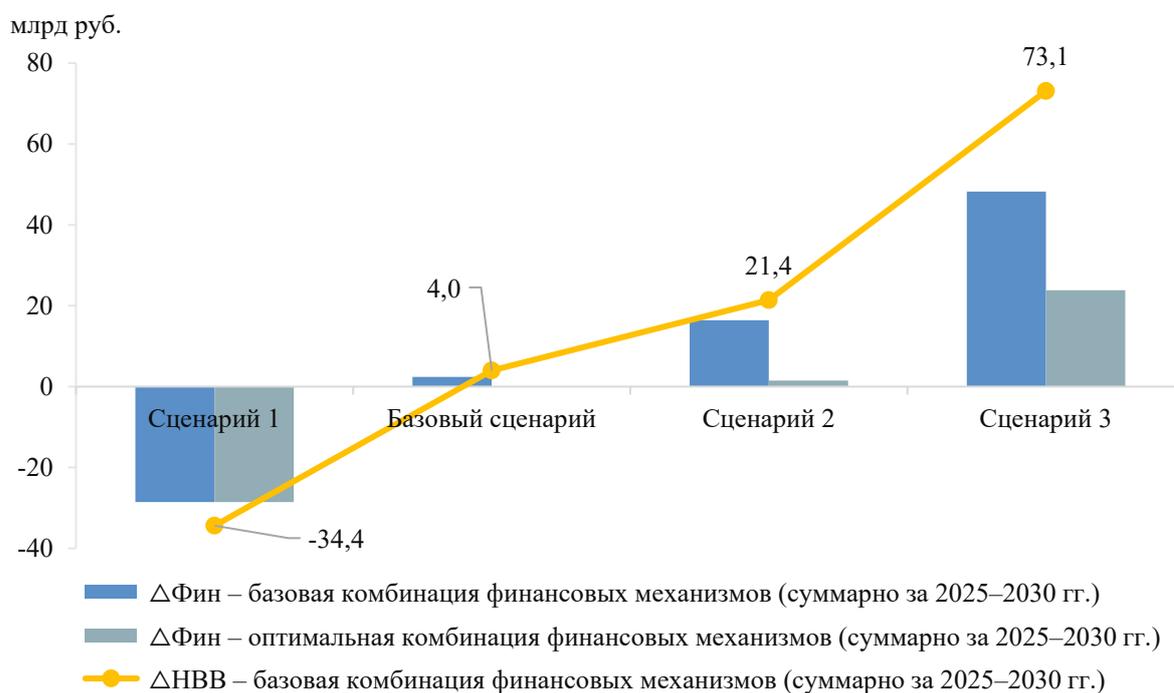


Рисунок 11 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Нижегородской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	32 %	40 %	40 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	37 %	57 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 11, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 27) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы 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 2030 году в объеме 23424 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,97 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2030 году увеличится и составит 3693 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,66 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6242–6343 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 22,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2030 году составит 2774,9 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 32,653 км, трансформаторной мощности 1390 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Нижегородской области													
Нижегородская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ 20-ВБ-900	-	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	Перемаркировка 23.09.2024
		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		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		4	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 2025 г.
		5	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 2029 г.
		6	К(ПЛ)-510-ВБ-900		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		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 2027 г.
		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	538,0	545,5	545,5	553,0	553,0	560,5	560,5	
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	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024								
					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	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	

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⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	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 ³⁾	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	455,20	448,31
				ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025 ³⁾			
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 ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	288,70	282,46
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	2026	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	277,24	277,24

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Нижегородской области	Нижегородская область	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	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	375,73	363,12
5	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молитовская с заменой трансформатора Т-3 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	234,04	234,04
6	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Митино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	380,50	380,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Васильев с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2253,40	2253,40
8	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Мыза с отпайками (ВЛ Мызинская) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	121,57	121,57
9	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 0,5 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
10	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Иванов с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	2253,40	2253,40
11	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4	–	–	–	–	–	4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	131,80	131,80
12	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 0,8 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,8	–	–	–	–	–	0,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
13	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	3,083	–	–	–	–	3,083	–	Реновация основных фондов	52,30	49,95

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.