

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2023–2028 ГОДЫ

НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Описание энергосистемы .....	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Нижегородской области .....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет .....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет .....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики .....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	13
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	13
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 .....	13
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	15
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022– 2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше .....	15
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	15
2.3.3 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 .....	20
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	22
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	22
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	24
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	25
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	26
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
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 .....	28
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия .....	30
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	32
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	33
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	34
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>35</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>36</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>37</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 ..... 39

## 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)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{дн}}$	–	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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Нижегородской области на период до 2028 года, в том числе:

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

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

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

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема Нижегородской области охватывает территорию Нижегородской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Нижегородской области:

– ПАО «Россети» – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Нижегородской области;

– ПАО «Россети Центр и Приволжье» – 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 энергосистемы Нижегородской области

Энергосистема Нижегородской области связана с энергосистемами:

– Владимирской области (операционная зона Филиала 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 (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

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

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

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

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

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

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

– Ульяновской области (операционная зона Филиала 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 2021 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 «Выксунский металлургический завод»	310
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	309
ООО «РусВинил»	133
ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез»	131
ООО «Автомобильный завод «ГАЗ»	140
АО «Волга»	115
ОАО «РЖД»	107
Более 20 МВт	
АО «Транснефть-Верхняя Волга»	67
АО «Сибур-Нефтехим»	25
ОАО «Эй Джи Си БСЗ»	24
ПАО «Русполимет»	20

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области на 01.01.2022 составила 2739,6 МВт, в том числе: ГЭС – 530,5 МВт, ТЭС – 2209,1 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	2732,1	–	–	+7,5	–	2739,6
ГЭС	523,0	–	–	+7,5	–	530,5
ТЭС	2209,1	–	–	–	–	2209,1



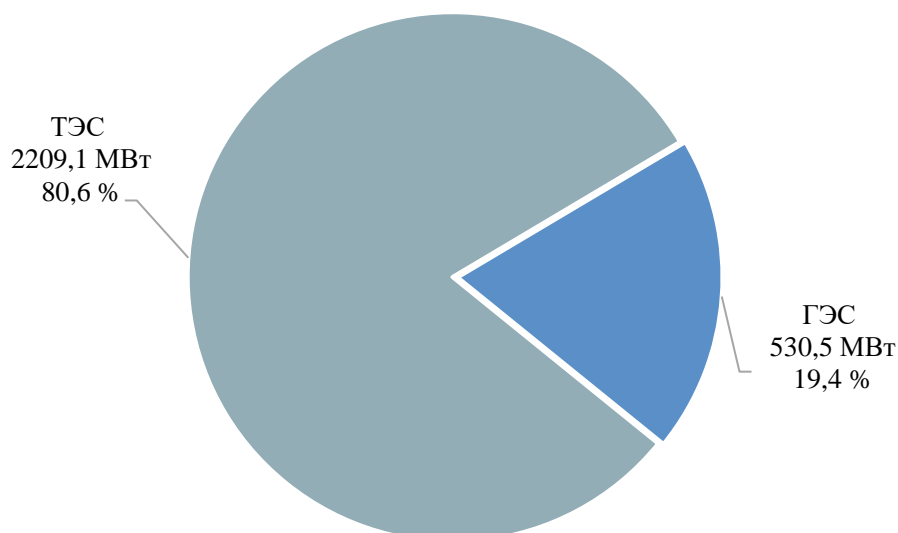


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области по состоянию на 01.01.2022

#### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20735	20824	20898	19482	20792
Годовой темп прироста, %	3,00	0,43	0,36	-6,78	6,72
Максимум потребления мощности, МВт	3374	3326	3331	3055	3364
Годовой темп прироста, %	-2,03	-1,42	0,15	-8,29	10,11
Число часов использования максимума потребления мощности	6146	6261	6273	6377	6181
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	26.01 10:00	20.12 10:00	24.01 10:00	28.12 10:00	23.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,3	-12	-17,5	-11,4	-24,9

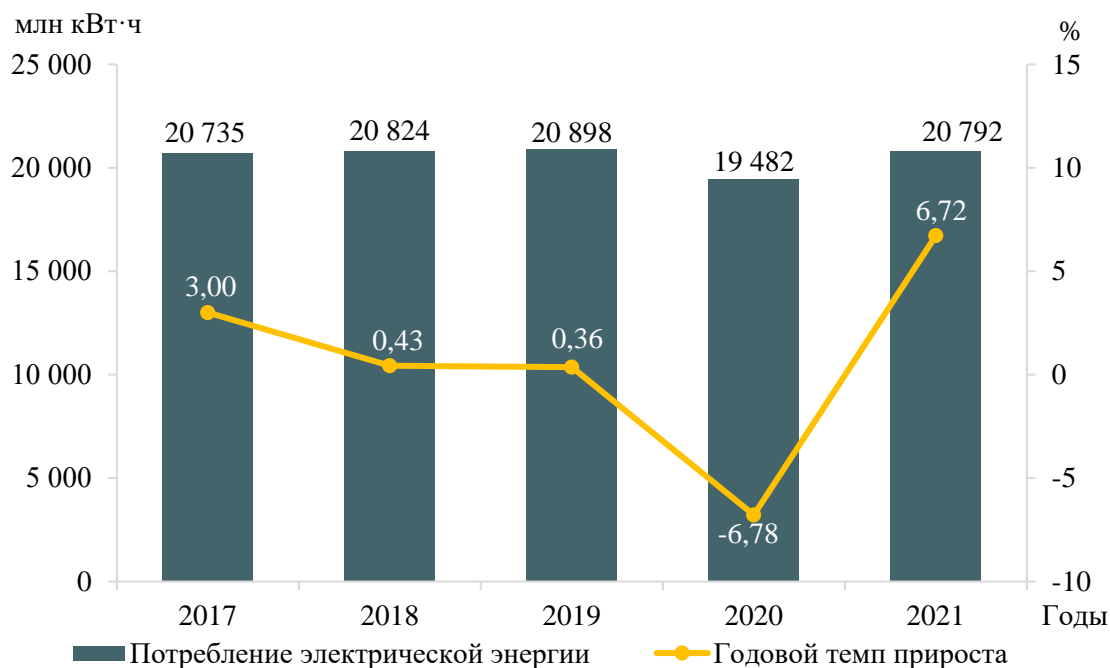


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

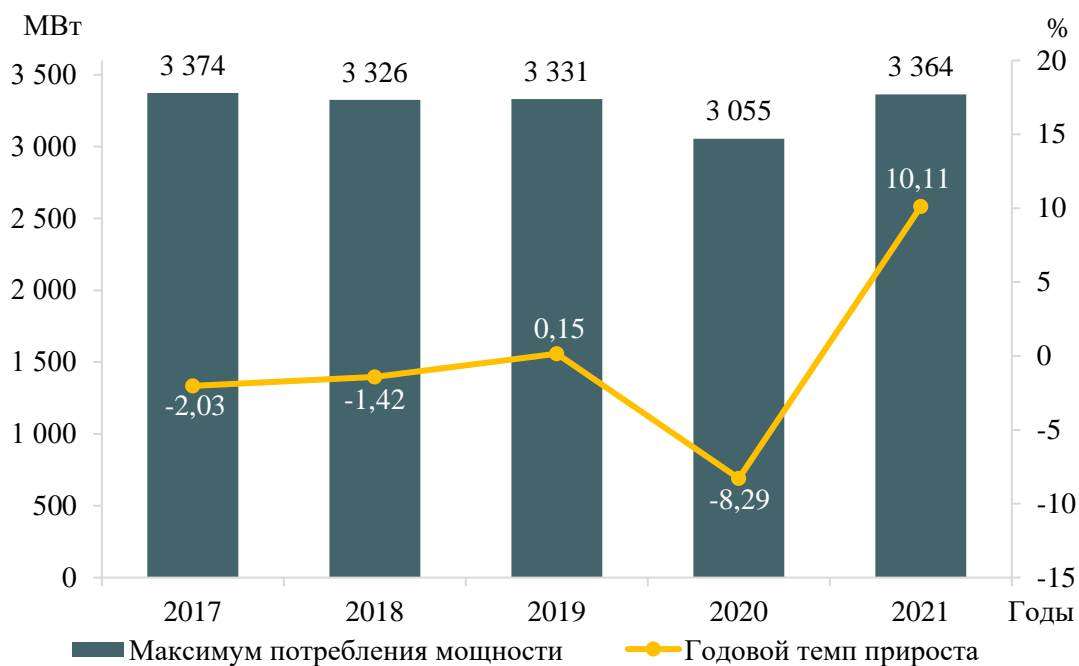


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Нижегородской области увеличилось на 660 млн кВт·ч и составило в 2021 году 20792 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,65 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,72 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -6,78 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы снизился на 80 МВт и составил 3364 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,47 %.

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

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- изменением потребления ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»;
- увеличением потребления в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производстве, а также металлургическом и химическом производствах.

### **1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет**

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Нижегородской области приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории Нижегородской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайки) от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) и ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) на ПС 110 кВ Окский берег	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	2×0,3 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Монтажная от ВЛ 110 кВ Нижегородская ГРЭС – Ока с отпайками (ВЛ 106)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2,2 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Монтажная от ВЛ 110 кВ Нижегородская ГРЭС – Этилен с отпайками (ВЛ 107)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2,2 км
4	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ (отпайки) от ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная № 1 (ВЛ 4С) и ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная №2 (ВЛ 5С) на ПС 110 кВ Наука	АО «Саровская электросетевая компания»	2020	2×1,55 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Радуга – ОМК № 1 (ВЛ Радуга-Сталь 1) и ВЛ 110 кВ Радуга – ОМК № 2 (ВЛ Радуга-Сталь 2) до ПС 110 кВ ГПП № 9 АО «ВМЗ» в кабельном исполнении	АО «ВМЗ»	2020	2×1,45 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Орбита на ПС 110 кВ Выездное с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская и ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	–
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Орбита на ПС 110 кВ Выездное с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Арзамас-110 – Выездное с отпайкой на ПС Берёзовская и ВЛ 110 кВ Выездное – Орбита на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	0,45 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Буревестник	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Волна	АО «ОКБМ Африкантов»	2018	25 МВА
3	500 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Луч	ПАО «Россети»	2018	250 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Окский берег	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	2×25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Буревестник	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	25 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Левобережная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2019	40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Монтажная	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×2,5 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Наука	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	2020	2×16 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП № 9 АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	2020	2×80 МВА
10	110 кВ	Установка трансформаторов на ПС 110 кВ Выездное	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	2×10 МВА
11	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Нагорная	ПАО «Россети»	2021	200 МВА

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

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

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

### **2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

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

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

#### **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»**

По данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Варианты строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже

№ п/п	Р – реконструкция Н – нов. строительство	Напряжение, кВ	Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики объектов	Стоимость в базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	Стоимость в ценах 2 кв. 2022 года, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Н	110	Реконструкция ПС 110 кВ Толоконцево с установкой трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА	2027	1×16 МВА	2×16 МВА	–	131,5	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Информация, обосновывающая необходимость реализации предложений, приведенных в таблице 6, включая рассмотренные варианты развития сети, отсутствует.

В связи с отсутствием обосновывающих материалов данные предложения в итоговый перечень мероприятий не включаются.

### 2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения от территориальных сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, на территории Нижегородской области отсутствуют.

## **2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

### 2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

В соответствии с предложениями территориальных сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (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
2017	20.12.2017	-3,3
	21.06.2017	15,5
2018	19.12.2018	-9,8
	20.06.2018	17,9
2019	18.12.2019	0,7
	19.06.2019	21,1
2020	16.12.2020	-5,9
	17.06.2020	21,6
2021	15.12.2021	-4,5
	16.06.2021	21,4

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], исходя из следующих критериев:

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

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

#### 2.3.2.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

По данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА		
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021			
1	ПС 110 кВ Приокская	110	Т-1	ТДНГ-31500/110	115	31,5	1965	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	31,5			18,01	14,3	15,4	12,6	12,7	10,3	8	9,8	11,5	6,7			
		110	Т-2	ТДНГ-31500/110	115	31,5	1963	89	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
		6			6,6	31,5			19,87	17,6	16	16,8	17,3	13,9	14,9	13,5	11,3	16,5			
2	ПС 110 кВ Богородская	110	Т-1	ТДНГ-15000/110	115	15	1954	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,27
		6			6,6	15			8,3	9,1	5,9	6,2	7,9	6,2	6	4,6	4,2	5,6			
		110	Т-2	ТДНГ-15000/110	115	15	1963	93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,26
		6			6,6	15			9,7	11	9,3	10,6	11	7,9	6,1	7,8	7,6	6,4			
3	ПС 110 кВ Павлово	110	Т-1	ТДТГ-20000/110	115	20	1956	92,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,7
		35			38,5	1,1			1,4	2,1	1,2	2,6	1,6	1,5	5,8	0,8	1,1				
		6			6,6	11,7			12,31	9,4	8,6	10,9	6,6	4,6	7,4	6,7	6,7				
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115	25	1996	94,75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1,5
		35			38,5	0			0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
		6			6,6	9,8			15,38	11,3	10,8	9,3	7,4	6,3	6,6	6,8	8,7				

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Приокская	Т-1	ТДНГ-31500/110	1965	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДНГ-31500/110	1963	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Богородская	Т-1	ТДНГ-15000/110	1954	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДНГ-15000/110	1963	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Павлово	Т-1	ТДТГ-20000/110	1956	92,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1996	94,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Приокская	2017	37,88	ПС 110 кВ Приокская	Потребители Нижегородской ЭС <sup>1)</sup>	–	–	2022–2024	3,968	–	6–0,23	0,697	38,12	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
2	ПС 110 кВ Богородская	2018	20,1	ПС 110 кВ Богородская	Потребители Нижегородской ЭС <sup>1)</sup>	–	–	2022–2024	4,59	–	6–0,23	0,459	20,41	20,56	20,56	20,56	20,56	20,56
3	ПС 110 кВ Павлово	2018	29,09	ПС 110 кВ Павлово	Потребители Нижегородской ЭС <sup>1)</sup>	–	–	2022–2024	5,525	–	6–0,23	0,5525	29,51	29,64	29,64	29,64	29,64	29,64

Примечание – <sup>1)</sup> Ввиду значительного количества действующих договоров на ТП, по каждому ЦП приводятся суммарные показатели перспективной нагрузки.

### ПС 110 кВ Приокская.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 37,88 МВА.

В соответствии с данными таблицы 9, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,167.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

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 на ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

$S_{срм}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,968 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,697 МВА).

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 37,88 + 0,697 - 0 = 38,58 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приокская ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Приокская расчетный объем ГАО составит 1,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,58 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 номинальной мощностью 2×31,5 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Стоит отметить, что по данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» в актуальной редакции инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденной приказом Минэнерго России № 24@ от 16.11.2022, в целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформаторов Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью 40 МВА в 2025 году.

ПС 110 кВ Богородская.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 20,1 МВА.

В соответствии с данными таблицы 9, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-9,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 0,26 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,459 МВА).

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,1 + 0,459 - 0,26 = 20,3 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Богородская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Богородская расчетный объем ГАО составит 2,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,3 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  $2 \times 15$  МВА на  $2 \times 25$  МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Стоит отметить, что по данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» в актуальной редакции инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденной приказом Минэнерго России № 24@ от 16.11.2022, в

целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА в 2024 и 2025 году соответственно.

#### ПС 110 кВ Павлово.

Согласно таблице 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 29,09 МВА.

В соответствии с данными таблицы 9, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-9,8^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

В ПАР трансформатора Т-2 максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 121 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 3,7 МВА.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,525 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,5525 МВА).

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка трансформатора Т-1 составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,09 + 0,5525 - 3,7 = 25,94 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 108 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

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 1,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР Т-2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 25,94 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 32 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

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

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

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ 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	2023	ПС 500 кВ Радуга
2	АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	0,0	45,0	110	2025	ПС 500 кВ Радуга
Более 20 МВт							
3	ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» (ГПП-6)	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	0,0	45,0	220	2025	ПС 220 кВ Бобыльская ПС 220 кВ Кудьма

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20675	20995	21650	22681	23062	23173
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	320	655	1031	381	111
Годовой темп прироста, %	–	1,55	3,12	4,76	1,68	0,48

Потребление электрической энергии по энергосистеме Нижегородской области прогнозируется на уровне 23173 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 1031 млн кВт·ч или 4,76 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 111 млн кВт·ч или 0,48 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 11.

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

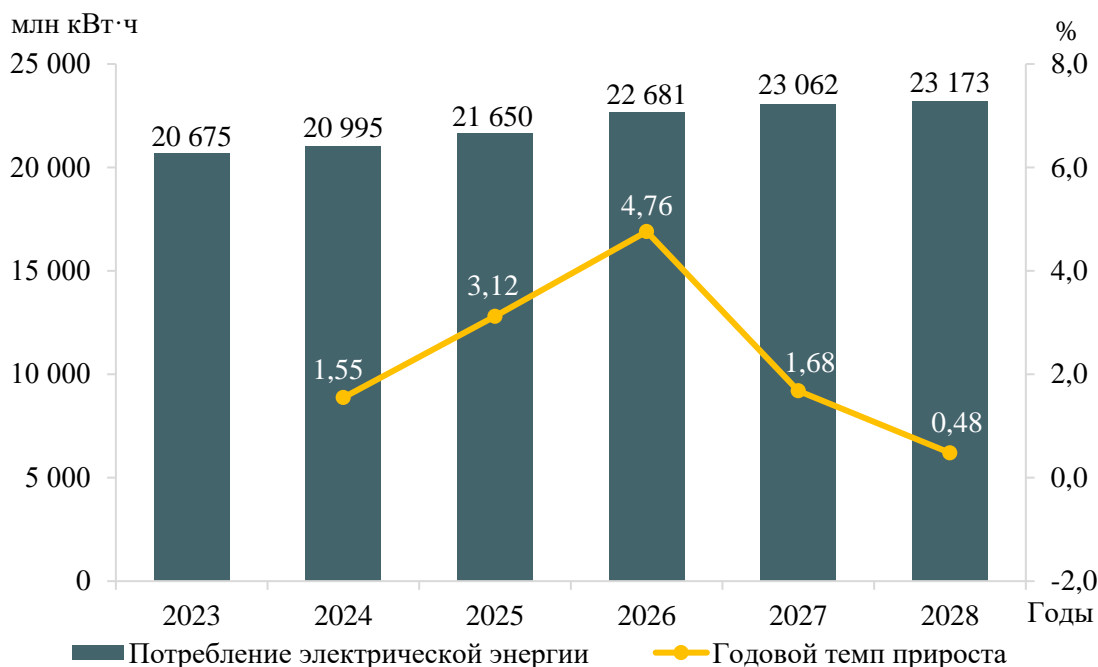


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов



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» и объектов ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3301	3321	3399	3529	3562	3570
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	20	78	130	33	8
Годовой темп прироста, %	–	0,61	2,35	3,82	0,94	0,22
Число часов использования максимума потребления мощности	6263	6322	6370	6427	6474	6491

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2028 году прогнозируется на уровне 3570 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,58 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 130 МВт или 3,82 %, что обусловлено планируемым вводом электрометаллургического комплекса; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 8 МВт или 0,22 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума 2028 году прогнозируется на уровне 6491 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 40 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

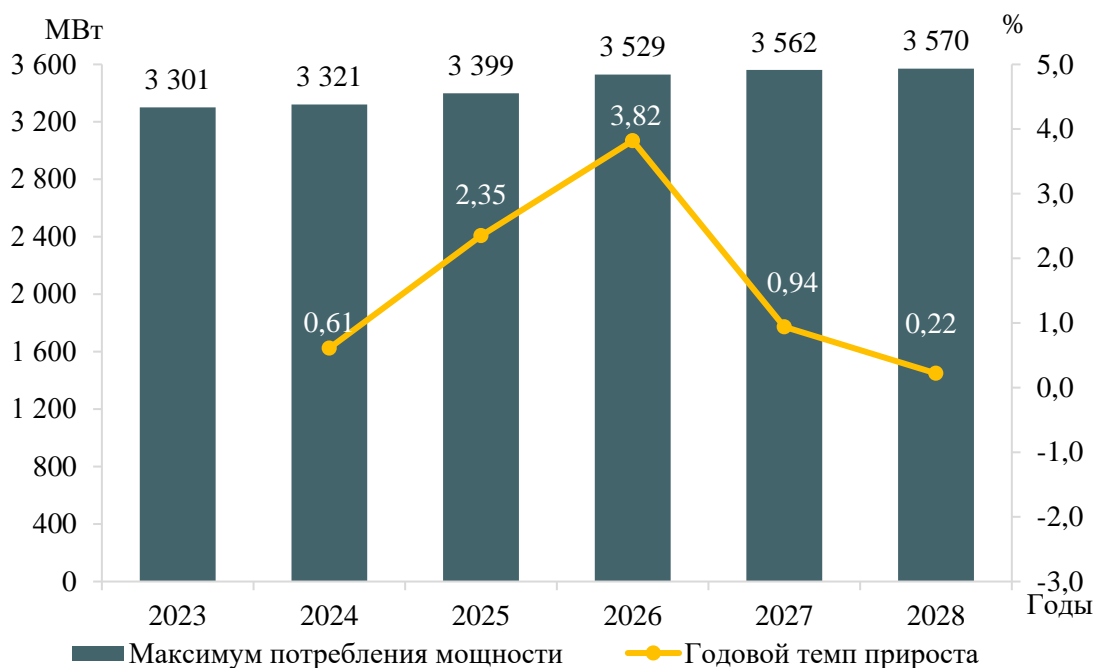


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 37,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Нижегородской области в 2028 году составит 2778,1 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Нижегородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 14. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Нижегородской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Нижегородской области	2740,6	2748,1	2755,6	2763,1	2770,6	2778,1
ГЭС	530,5	538,0	545,5	553,0	560,5	568,0
ТЭС	2210,1	2210,1	2210,1	2210,1	2210,1	2210,1

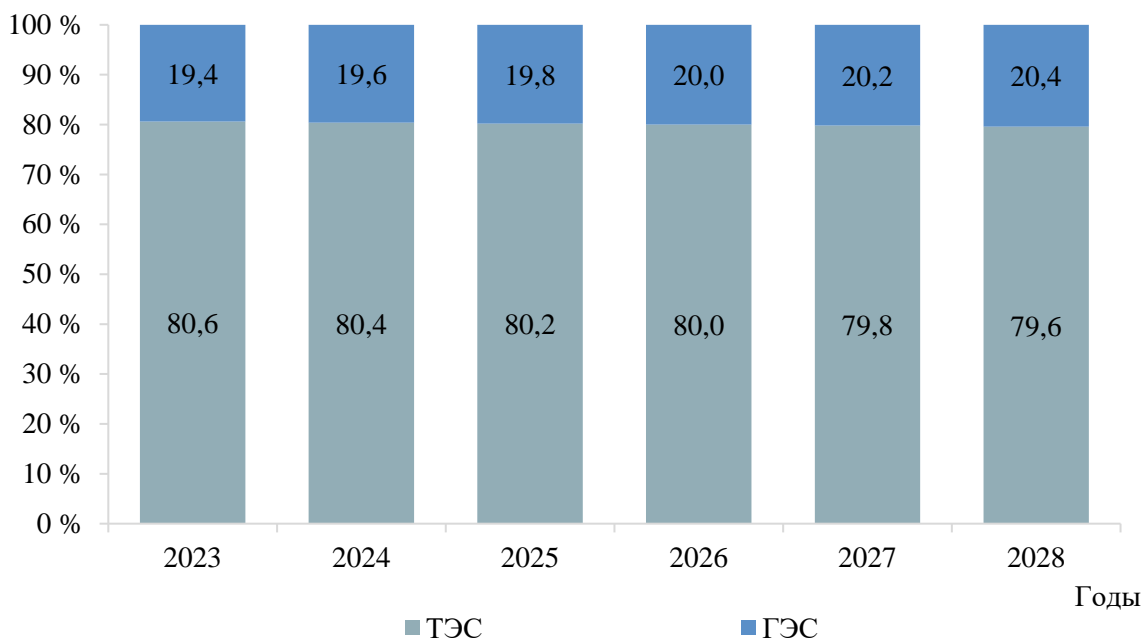


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Нижегородской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

## **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы**

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

Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Нижегородской области не требуются.

### **4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Нижегородской области**

В таблице 15 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Нижегородской области.

Таблица 15 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Нижегородской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 500 кВ Радуга с установкой шестого автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	1×250	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»	200	240
	Строительство ПС 110 кВ ГПП № 10 АО «ВМЗ» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	АО «ВМЗ»	110	МВА	2×160 2×80						480				
	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	АО «ВМЗ»	110	км	1×0,5 1×1 1×1 1×2,6	–	–	–	–	–	5,1				
2	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП № 10 АО «ВМЗ» с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «ВМЗ»	110	МВА	–	2×125	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения АО «ВМЗ»	АО «ВМЗ»		45
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 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	80	45
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бобыльская – Кудьма на ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 7,56 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×7,56	–	–	–	–	–	15,12				
4	Строительство участка ВЛ 110 кВ от концевой опоры (расположена в районе ПС 220 кВ Бобыльская) существующей ВЛ 110 кВ (расположена на участке от ПС 110 кВ Суроватиха до концевой опоры в районе ПС 220 кВ Бобыльская) до ПС 220 кВ Бобыльская ориентировочной протяженностью 0,05 км с образованием ВЛ 110 кВ Бобыльская – Суроватиха №2	ОАО «РЖД»	110	км	1×0,05	–	–	–	–	–	0,05	Обеспечение технологического присоединения ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	36
5	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Саровская электросетевая компания»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»	–	8,85

**4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия**

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

**4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.



## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

## **6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Нижегородской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

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

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

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

## 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 в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Нижегородской области оценивается в 2028 году в объеме 23173 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,56 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Нижегородской области к 2028 году увеличится и составит 3570 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 0,58 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Нижегородской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6262–6491 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Нижегородской области в период 2023–2028 годов не предусматриваются.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Нижегородской области в 2028 году составит 2778,1 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 20,27 км, трансформаторной мощности 1568 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

2. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Нижегородской области													
Нижегородская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)	-	65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2024 г.	
		2	ПЛ20-В-900		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	72,5	Модернизация в 2028 г.	
		4	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	72,5	72,5	Модернизация в 2025 г.	
		5	К(ПЛ)-510-ВБ-900 (ПЛ 20-ВБ-900)		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	72,5	72,5	Модернизация в 2027 г.	
		6	К(ПЛ)-510-ВБ-900		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	Модернизация в 2026 г. <sup>1)</sup>	
		8	К(ПЛ)-510-ВБ-900		68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	
Установленная мощность, всего		-	-		530,5	530,5	538,0	545,5	553,0	560,5	568,0		
ТЭЦ ФКП «Завода имени Я.М.Свердлова»	ФКП «Завод имени Я.М.Свердлова»			Газ									
		1	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	P-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		
Нижегородская ГРЭС	АО «Волга»			Газ, мазут									
		2	P-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		
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	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-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		
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		
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 (T-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	T-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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					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					–	–	–	–	–	–	–	–
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	
		7	ПР-25-90/10/0,9		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	
		9	ПТ-25-90/10М		25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
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	
		2	PETRA 1250 INB		0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	Присоединение 01.08.2022
		3	MDE AE16V4000		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–

Примечание – <sup>1)</sup> Выполнение мероприятий по модернизации ГА-7 на Нижегородской ГЭС 31.12.2026. Участие в балансах мощности и электрической энергии с 2027 года.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

**Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии**

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Нижегородской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	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	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	370,18	357,57
2	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,84	77,84
					110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2025		200,14	200,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
3	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	193,26	193,26

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.