

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

НОВГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Новгородской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Новгородской области .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период 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 .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
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) .....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	18
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 .....	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	18
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	18
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 .....	18
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы .....	19
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Новгородской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	19
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	19
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	21
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы .....	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Новгородской области .....	23
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 .....	25
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).....	25
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	26
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	27
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	28
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	30

## 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)
ЕЭС	– Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -27 °С; Макс зима 0,92	– зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 27 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	– зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -27 °С; Мин зима 0,92	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 27 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С

ИТС	– индекс технического состояния
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето	– летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; ПЭВТ	– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 25 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Мин лето	– летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 18 °С
ЛЭП	– линия электропередачи
Минэнерго России	– Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	– налог на добавленную стоимость
ПАР	– послеаварийный режим
ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы

T	–	трансформатор
T <sub>нв</sub>	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
$S_{\text{длн}}$	–	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 Новгородской 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 Новгородской 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, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), 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 Новгородской области на период до 2028 года, в том числе:

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

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

## 1 Описание энергосистемы

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Новгородское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Новгородской области, Псковской области, Ленинградской области, Брянской области и Смоленской области;

– Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Новгородской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Новгородской области

Энергосистема Новгородской области связана с энергосистемами:

– Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 7 шт.;

– Псковской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии на территории Новгородской области

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Новгородской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Новгородской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Акрон»	165
Более 20 МВт	
ООО «Транснефть-Балтика»	41
ОАО «РЖД»	29
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», КС Валдай	23
АО «Боровичский комбинат огнеупоров»	21



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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Новгородской области на 01.01.2022 составила 428,5 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Новгородской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	440,0	–	–	-11,5	–	428,5
ТЭС	440,0	–	–	-11,5	–	428,5

### 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 Новгородской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4467	4382	4463	4327	4640
Годовой темп прироста, %	-1,15	-1,90	1,85	-3,05	7,23
Максимум потребления мощности, МВт	698	682	701	656	728
Годовой темп прироста, %	-0,14	-2,29	2,79	-6,42	10,98
Число часов использования максимума потребления мощности	6400	6425	6367	6596	6374
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск). дд.мм/чч:мм	07.02 10:00	28.02 10:00	28.01 10:00	25.12 18:00	22.12 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,2	-18,5	-16,7	-2,4	-15,8

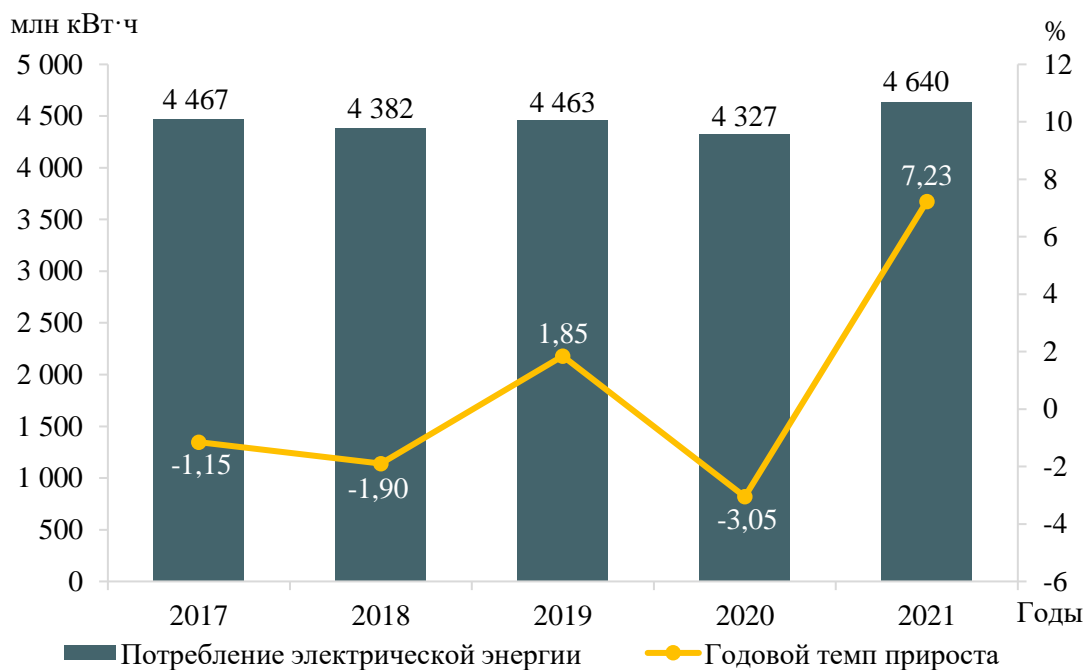


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Новгородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

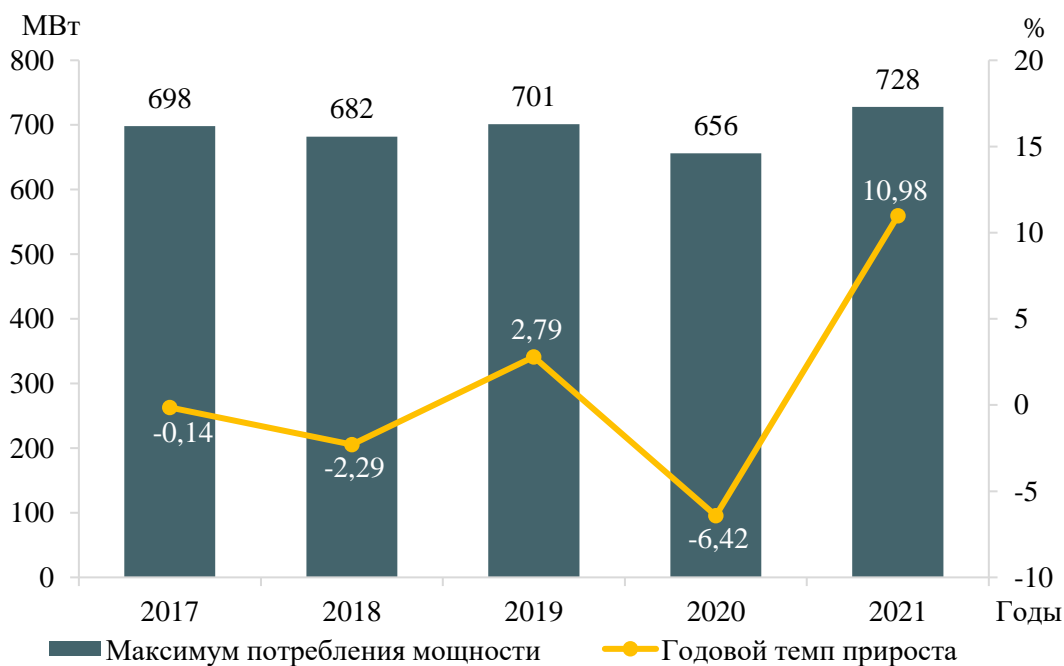


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Новгородской области увеличилось на 121 млн кВт·ч и составило в 2021 году 4640 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,53 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,23 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -3,05 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области вырос на 29 МВт и составил 729 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,82 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,98 % в 2021 году, что обусловлено послаблением ограничительных эпидемиологических мер и низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности составило -6,42 % в 2020 году, что было обусловлено введением антиковидных ограничений и аномально теплой зимой.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- ростом потребления в химическом производстве за счет увеличения производительности минеральных удобрений ПАО «Акрон»;
- снижением потребления на магистральном нефтепроводе ООО «Транснефть-Балтика»;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в сфере услуг.

### **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 в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Новгородской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Новгородской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Окуловская – Ручьи (Л.Крестецкая-1) на ПС 110 кВ Бор протяженностью 21,2 км с образованием ВЛ 110 кВ Окуловская – Бор и ВЛ 110 кВ Бор – Ручьи	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	21,2 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Новоселицы I цепь с отпайками (Л.Антоновская-3) до ПС 110 кВ Дорожная протяженностью 25,464 км	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	25,454 км
3	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Новоселицы II цепь с отпайками (Л.Антоновская-4) до ПС 110 кВ Дорожная протяженностью 25,464 км	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	25,454 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Окуловская – Газовая (Л.Окуловская-3) на ПС 110 кВ Варгусово протяженностью 7,2 км с образованием ВЛ 110 кВ Окуловская – Варгусово и ВЛ 110 кВ Газовая – Варгусово	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	7,2 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мясной Бор – Подберезье (Л.Боровая-2) на ПС 110 кВ Магистральная протяженностью 1,54 км с образованием ВЛ 110 кВ Магистральная – Подберезье и ВЛ 110 кВ Магистральная – Мясной Бор	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	1,54 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Бор с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×4 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Варгусово с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×4 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дорожная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×6,3 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Магистральная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×2,5 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Районная с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	40 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Рогавка с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	25 МВА
7	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Старорусская с установкой одного УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	Филиал ПАО «Россети» – Новгородское ПМЭС	2018	180 Мвар
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Парахино с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Районная с заменой трансформатора Т-3 110/10 кВ на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	Новгородский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2021	40 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 Новгородской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

### 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

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 [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-3,2
	21.06.2017	11,9
2018	19.12.2018	-10,6
	20.06.2018	15,3
2019	18.12.2019	2,7
	19.06.2019	20,1
2020	16.12.2020	-1,6
	17.06.2020	22,6
2021	15.12.2021	-0,6
	16.06.2021	17,5

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

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

По данным ПАО «Россети Северо-Запад» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 7 – 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 Ракомо <sup>1)</sup>	110/10	T-1	ТМН-2500/110-У1	115/10	2,5	1985	99	1,29	2,09	1,64	0,01	0,59	1,07	0,36	0,46	0,28	0,26	0,75
			T-2	ТМН-2500/110-У1	115/10	2,5	1981	99	1,27	0,65	1,38	1,63	0,00	0,3	0,51	0,56	0,41	0,35	

Примечание – <sup>1)</sup> ПАО «Россети Северо-Запад» не предоставило актуальную информацию о фактической загрузке ПС 110 кВ Ракомо в дни зимнего и летнего контрольных замеров, указана величина фактической загрузки трансформаторного оборудования подстанции на основании информации из СиПР Новгородской области [2].

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С							
						-20	-10	0	10	20	30	40	
1	ПС 110 кВ Ракомо <sup>1)</sup>	T-1	ТМН-2500/110-У1	1985	99	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТМН-2500/110-У1	1981	99	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Примечание – <sup>1)</sup> ПАО «Россети Северо-Запад» не предоставило актуальную информацию о перегрузочной способности трансформаторов ПС 110 кВ Ракомо, коэффициент допустимой длительной перегрузки принят на основании информации из СиПР Новгородской области [2].



### ПС 110 кВ Ракомо.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 3,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с ПТЭ коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

По данным СиПР Новгородской области [2] существует возможность перевода части нагрузки в объеме 0,75 МВА на другие центры питания. Перевод нагрузки в указанном объеме позволит уменьшить токовую загрузку одного трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении второго до 86,5 % от  $S_{ддн}$ .

ПАО «Россети Северо-Запад» не предоставила информацию о действующих договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. По данным СиПР Новгородской области [2] ожидаемый прирост мощности по заключенным договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициентов реализации нагрузки составит 0,26 МВт (полная мощность 0,28 МВА). С учетом реализации технологического присоединения максимальная суммарная нагрузка трансформаторов в 2026 году может составить 3,3 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит допустимые 97,1 % от  $S_{ддн}$ .

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 [1].

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

$$S_{персп}^{тр} = 3,02 + 0,28 + 0 - 0,75 = 2,55 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного, принимая во внимание характерный тренд снижения за последние 3 года загрузки силовых трансформаторов ПС 110 кВ Ракомо, в настоящий момент отсутствует необходимость в реализации мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанции ПС 110 кВ Ракомо.

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

Предложения от сетевых организаций по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, отсутствуют.

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

Предложения от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, 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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

### 2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 [3] 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, реализуемых в энергосистеме Новгородской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Новгородской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

#### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новгородской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новгородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4701	4922	4973	4986	4997	5021
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	221	51	13	11	24
Годовой темп прироста, %	–	4,70	1,04	0,26	0,22	0,48

Потребление электрической энергии по энергосистеме Новгородской области к 2028 году прогнозируется на уровне 5021 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,13 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 221 млн кВт·ч или 4,70 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 11 млн кВт·ч или 0,22 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Новгородской области представлены на рисунке 3.

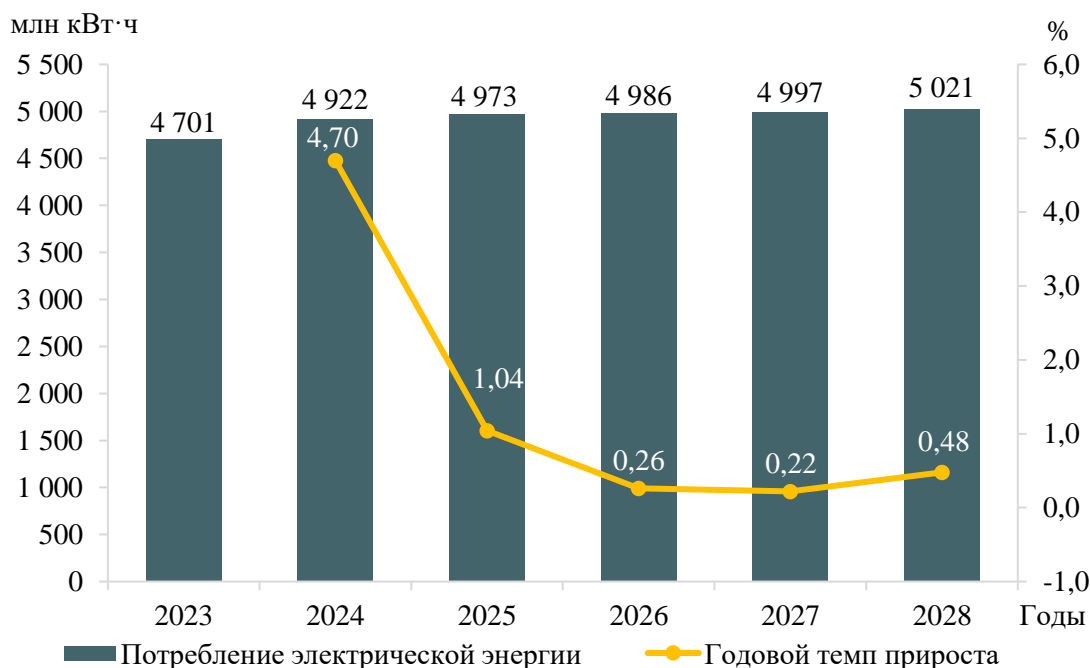


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новгородской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- развитием действующего предприятия по производству минеральных удобрений ПАО «Акрон»;
- снижением объемов транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу ООО «Транснефть-Балтика»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	739	765	771	773	775	777
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	6	2	2	2
Годовой темп прироста, %	–	3,52	0,78	0,26	0,26	0,26
Число часов использования максимума потребления мощности	6361	6434	6450	6450	6448	6462

Максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области к 2028 году прогнозируется на уровне 777 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,93 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 26 МВт или 3,52 %, наименьший годовой прирост ожидается в период с 2026 по 2028 годы и составит в каждом году 2 МВт или 0,26 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период немного уплотнится, что обусловлено планируемым вводом предприятий промышленной сферы. В структуре потребления электрической энергии на перспективу сохранится большая доля промышленного производства (свыше 43 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6462 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Новгородской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

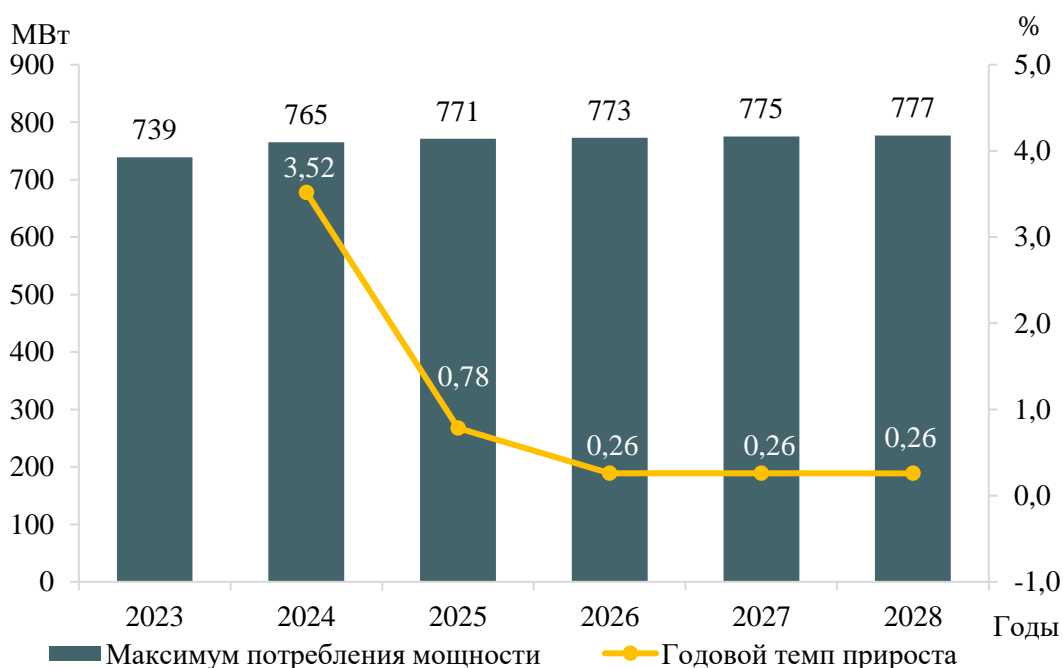


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности и годовые темпы прироста энергосистемы Новгородской области на период 2023–2028 годов

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

Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы Новгородской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 11 МВт на Новгородской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новгородской области в 2028 году составит 417,5 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Новгородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Новгородской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 11. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Новгородской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Новгородской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	428,5	428,5	428,5	417,5	417,5	417,5
ТЭС	428,5	428,5	428,5	417,5	417,5	417,5

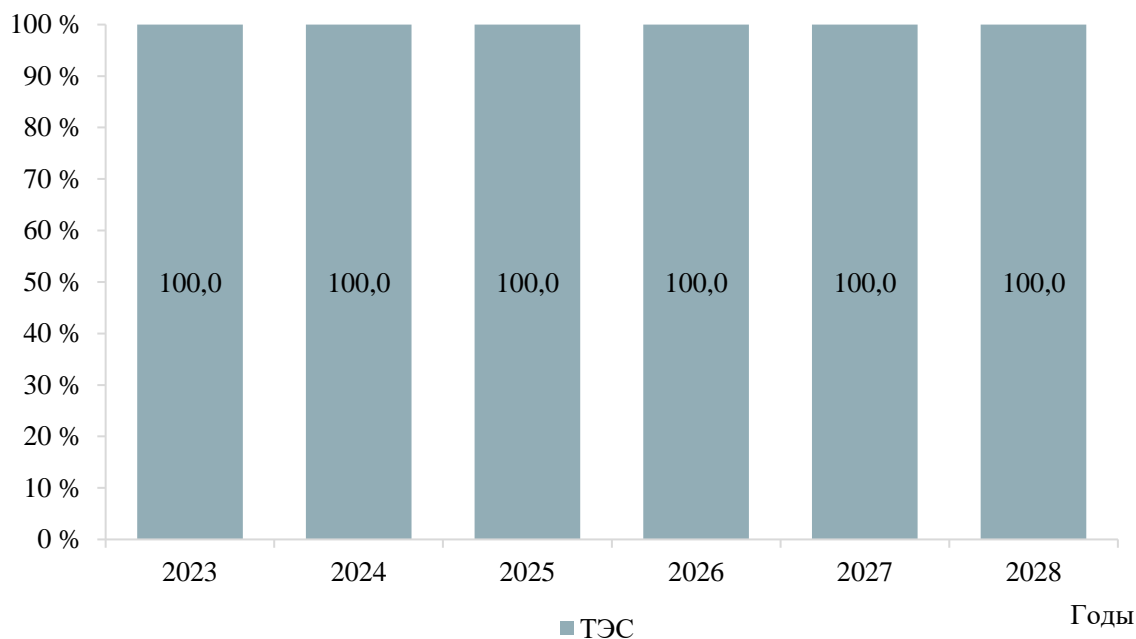


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новгородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Новгородской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов 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 ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Новгородской области не требуются.

### **4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Новгородской области**

В таблице 12 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Новгородской области.

Таблица 12 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Новгородской области

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 330 кВ Ручей с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Цемент», АО «Парус»	АО «Цемент»	–	7,53 4,65 31,06
													АО «Парус»	–	11,15
2	Строительство заходов на ПС 330 кВ Ручей от ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово ориентировочной протяженностью 0,16 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×0,16	–	–	–	–	–	0,32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Цемент», АО «Парус»	АО «Цемент»	–	7,53 4,65 31,06
													АО «Парус»	–	11,15



**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**

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в СиПР ЕЭС России [3] 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, отсутствуют.

**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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

В Новгородской области отсутствуют реализуемые и перспективные проекты по развитию электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Определение капитальных вложений в реализацию проектов не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Новгородской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Новгородской 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Новгородской области оценивается в 2028 году в объеме 5021 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,13 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Новгородской области к 2028 году составит 777 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,93 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Новгородской области прогнозируются в 2024 году, что связано с развитием действующего предприятия по производству минеральных удобрений ПАО «Акрон».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Новгородской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6361–6462 час/год.

Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы Новгородской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 11 МВт на Новгородской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новгородской области в 2028 году составит 417,5 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 0,32 км, трансформаторной мощности 126 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от \_\_\_\_\_ г. № \_\_\_\_\_ «Об утверждении \_\_\_\_\_», зарегистрирован М-вом юстиции \_\_\_\_\_ г., регистрационный № \_\_\_\_\_. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: \_\_.\_\_.\_\_\_\_).

2. Программа перспективного развития электроэнергетики Новгородской области на период 2022–2026 годов. Схема перспективного развития электроэнергетики Новгородской области на период 2022–2026 годов : утверждены Указом Губернатора Новгородской области от 6 апреля 2022 г. № 165 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Новгородской области на период 2022–2026 годов». – Текст : электронный. – URL: <https://jkh.novreg.ru/tinybrowser/files/dokumenty/regional-yaе/ykazy/ukaz-165-sipr-22-26.pdf> (дата обращения: 28.09.2022).

3. 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).

**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 Новгородской области												
Новгородская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»			Газ, уголь								Модернизация в 2026 г.
		1	ПТ-50-9,0/1,28		53,0	53,0	53,0	53,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ГТЭ-160		168,0	168,0	168,0	168,0	160,0	160,0	160,0	
		2	Т-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	361,0	361,0	361,0	361,0	350,0	350,0	350,0	
ТЭЦ Боровичский комбинат огнеупоров	АО «Боровичский комбинат огнеупоров»			Газ, мазут, уголь								
		1	Р-2,5-2,1/0,3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	П-6-3,4/1,0		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
ГТ ТЭЦ 123 Авиационный ремонтный завод	АО «123 Авиационный ремонтный завод»			Газ								
		1	АИ-20		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	АИ-20		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	АИ-20		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Лужская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТ-009		6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	
		2	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТ-009		6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
		4	ГТ-009		6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	
ТЭЦ Акрон	ПАО «Акрон»			Газ								
		1	SST – 300		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	