

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА АРХАНГЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И
НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

КНИГА 1

АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период.....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	14
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	18
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	18
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	18
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	18
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	19
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	19
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	21
3.3	Прогноз потребления мощности.....	22
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	24
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	27
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	27
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 Архангельской области.....	27
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	29
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	31
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	32
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	33
7.1	Основные подходы	33
7.2	Исходные допущения.....	34
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	37
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	38
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	39
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	42
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	43

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	44
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.....	46

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЗП	–	осенне-зимний период
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль

УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ШР	– шунтирующий реактор
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Архангельская область»;
- книга 2 «Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

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

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Архангельской области и Ненецкого автономного округа.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Архангельской области и Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Северное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Коми и Архангельской области;

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

– филиал «Северный» АО «Оборонэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Архангельской области и Ненецкого автономного округа;

– филиал ПАО «Россети Северо-Запад» в Республике Коми – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа;

– ОАО «Российские железные дороги» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 10–27,5–110–220 кВ на территории Архангельской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа связана с энергосистемами:

– Республики Коми (Филиал АО «СО ЕЭС» Коми РДУ): ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Архангельской области, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Архангельской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал АО «Группа «Илим» в г. Коряжме	200,2
АО «Архангельский ЦБК»	130,1
Более 50 МВт	
ОАО «РЖД»	51,4
Более 10 МВт	
АО «ПО «Севмаш»	46,0
АО «ЦС «Звёздочка»	20,1

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, на 01.01.2024 составила 1600,1 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской 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 отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1600,1	–	–	–	–	1600,1
ТЭС	1600,1	–	–	–	–	1600,1

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в 2023 году составило 6209,9 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	6243,1	6293,7	6447,1	6195,2	6209,9
ТЭС	6243,1	6293,7	6447,1	6195,2	6209,9

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7318	7280	7463	7203	7152
Годовой темп прироста, %	-0,88	-0,52	2,51	-3,48	-0,71
Максимум потребления мощности, МВт	1142	1143	1219	1110	1158
Годовой темп прироста, %	-0,35	0,09	6,65	-8,94	4,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6408	6368	6122	6489	6176
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	22.01 10:00	29.12 16:00	15.01 12:00	10.01 10:00	10.01 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,9	-20,3	-27	-11,9	-26,2
<i>Архангельская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7318	7280	7463	7203	7152
Годовой темп прироста, %	-0,88	-0,52	2,51	-3,48	-0,71
Доля потребления электрической энергии Архангельской области в энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа, %	100	100	100	100	100
Максимум потребления мощности Архангельской области, МВт	1142	1143	1219	1110	1158
Годовой темп прироста, %	-0,35	0,09	6,65	-8,94	4,32
Доля потребления мощности Архангельской области в энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа, %	100	100	100	100	100
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6408	6368	6122	6489	6176

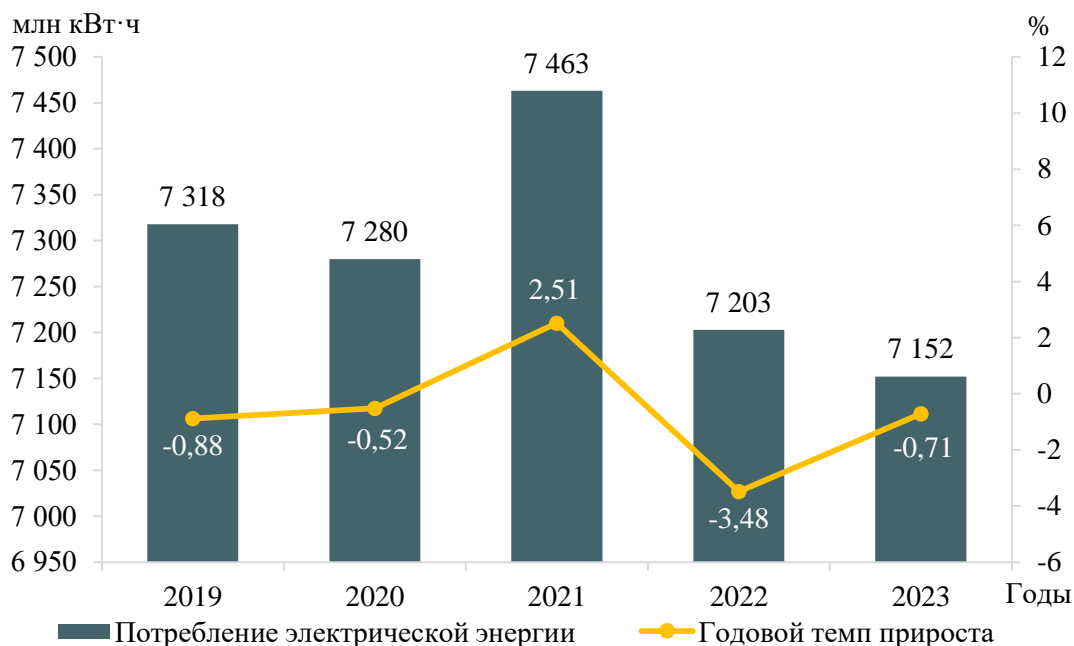


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Архангельской области и годовые темпы прироста

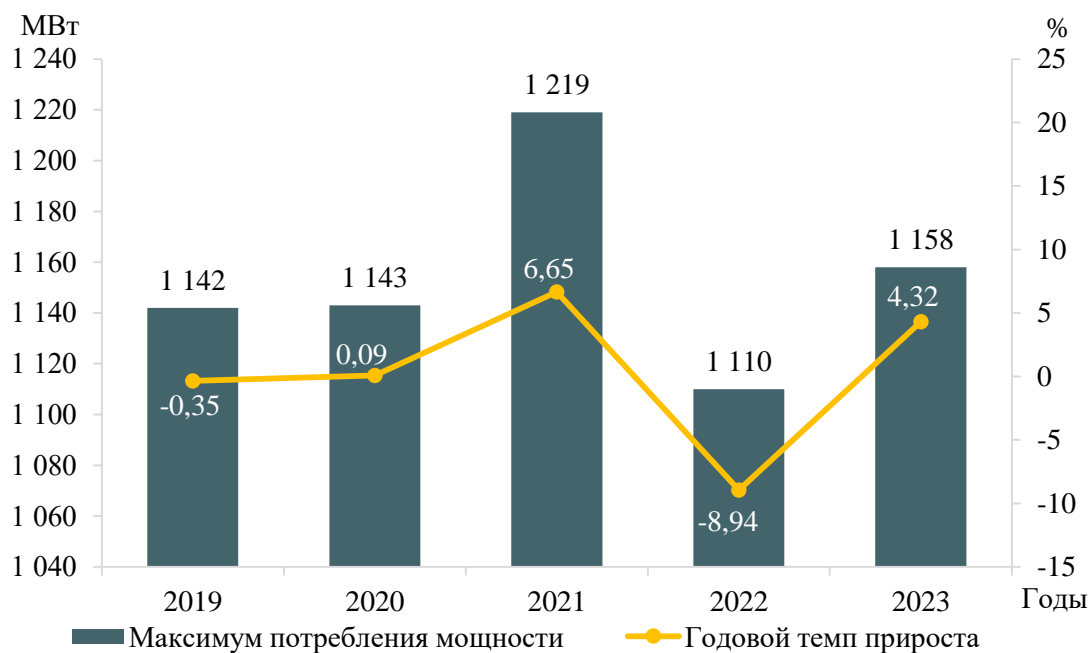


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности Архангельской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа снизилось на 231 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7152 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,63 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,51 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 3,48 %. Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа осуществляет электроснабжение потребителей только по

территории Архангельской области. Территория Ненецкого автономного округа относится к децентрализованной зоне электроснабжения.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа увеличился на 12 МВт и составил 1158 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,23 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,65 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило 8,94 %.

Исторический максимум потребления мощности Архангельской области был зафиксирован в 1990 году в размере 1520 МВт.

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

- снижением потребления в целлюлозно-бумажном и деревообрабатывающем производствах;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Изменения состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Архангельской области отсутствуют.

Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Архангельской области приведен в таблице 5.

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	Реконструкция ПС 110 кВ № 7 с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Двинской Березник с установкой ШПР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	1×25 Мвар
3	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Коноша с демонтажом БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ПАО «Россети»	2022	1×52 Мвар

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шангалы с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2023	2×40 МВА

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

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

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

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и внеочередного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (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
2019	18.12.2019	-0,8
	19.06.2019	14,7
2020	16.12.2020	-4,7
	17.06.2020	12,3
2021	15.12.2021	-2,5
	16.06.2021	14,6
2022	21.12.2022	-11,7
	15.06.2022	17,4
2023	20.12.2023	-0,8
	21.06.2023	10,4

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северо-Запад» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ №1	110	3Т	115/10,5	25	13,66	16,89	13,87	12,08	14,96	7,30	7,30	6,62	9,04	10,58	5,88
			4Т	115/10,5	25	14,69	18,92	13,02	17,80	11,41	10,77	6,63	12,06	10,89	8,18	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ №1	3Т	ТРДН-25000/110/10	1971	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		4Т	ТРДН-25000/110/10	1982	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ №1	2020 / зима	35,81	ПС 110 кВ №1 (3Т, 4Т)	ТУ для ТП менее 670 кВт (26 шт.)			2024–2025	2,98	1,40	0,4–10	0,16	35,99	35,99	35,99	35,99	35,99	35,99

ПС 110 кВ №1.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в ОЗП 2019–2020 годов и составила 35,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 19,37 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,88 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 29,93 МВА (99,77 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,18 МВА). При этом объем переводимой нагрузки с ПС 110 кВ №1 снизится и составит 2,6 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35,81 + 0,18 + 0 - 2,6 = 33,39 \text{ МВА}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,6 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 3Т (4Т) ПС 110 кВ №1, оставшегося в работе после отключения трансформатора 4Т (3Т), на величину до 11,3 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ №1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ №1 расчетный объем ГАО составит 3,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 3Т и 4Т на трансформаторы мощностью не менее 33,39 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 3Т и 4Т 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й) – ПАО «Россети Северо-Запад».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

Предложения от сетевых организаций на территории Архангельской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 10 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Архангельской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 10 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Архангельской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	21,25	14,75	110	2025	ПС 110 кВ Шалакуша Тяговая
			30,0	14,6	110	2025	ПС 110 кВ Вонгуда

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7216	7289	7330	7394	7449	7463	7474
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	73	41	64	55	14	11
Годовой темп прироста, %	–	1,01	0,56	0,87	0,74	0,19	0,15
<i>Архангельская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7216	7289	7330	7394	7449	7463	7474
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	73	41	64	55	14	11
Годовой темп прироста, %	–	1,01	0,56	0,87	0,74	0,19	0,15

Потребление электрической энергии по энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа прогнозируется на уровне 7474 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,63 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 73 млн кВт·ч или 1,01 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 11 млн кВт·ч или 0,15 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по Архангельской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 10.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по территории Архангельской области представлены на рисунке 3.

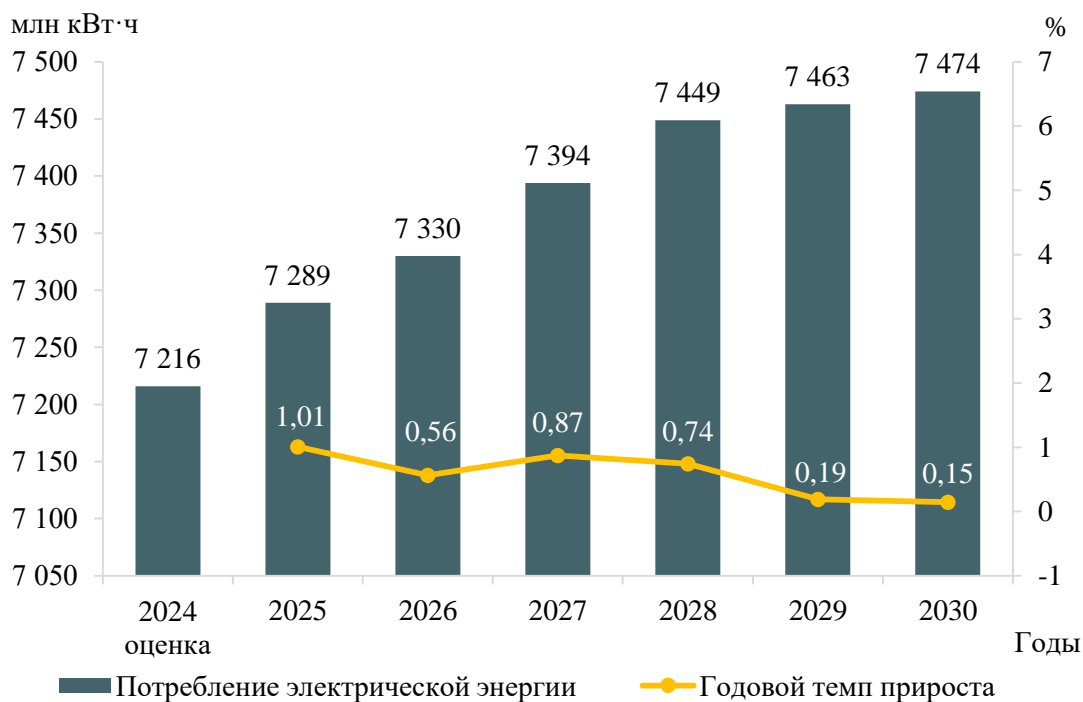


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Архангельской области и годовые темпы прироста

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

- стабильным потреблением на действующих предприятиях деревообрабатывающих производств;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа с выделением данных по Архангельской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1160	1155	1160	1165	1170	1175	1175
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-5	5	5	5	5	0
Годовой темп прироста, %	–	-0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6221	6311	6319	6347	6367	6351	6361
<i>Архангельская область</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа	1160	1155	1160	1165	1170	1175	1175
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-5	5	5	5	5	0
Годовой темп прироста, %	–	-0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,00
Доля потребления мощности Архангельской области в энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа, %	100	100	100	100	100	100	100
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6221	6311	6319	6347	6367	6351	6361

Максимум потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа к 2030 году прогнозируется на уровне 1175 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,21 %.

Наибольшие годовые приросты мощности прогнозируются в 2026–2029 годах и составят 5 МВт или 0,43 %, что обусловлено планируемым вводом объектов ОАО «РЖД». Снижение мощности ожидается в 2025 году и будет иметь отрицательное значение 5 МВт или 0,43 %. В 2030 году прироста мощности в энергосистеме не планируется.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется на уровне отчетных показателей и будет достаточно плотным. К 2030 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6361 ч/год.

Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа осуществляет электроснабжение потребителей только по территории Архангельской области.

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

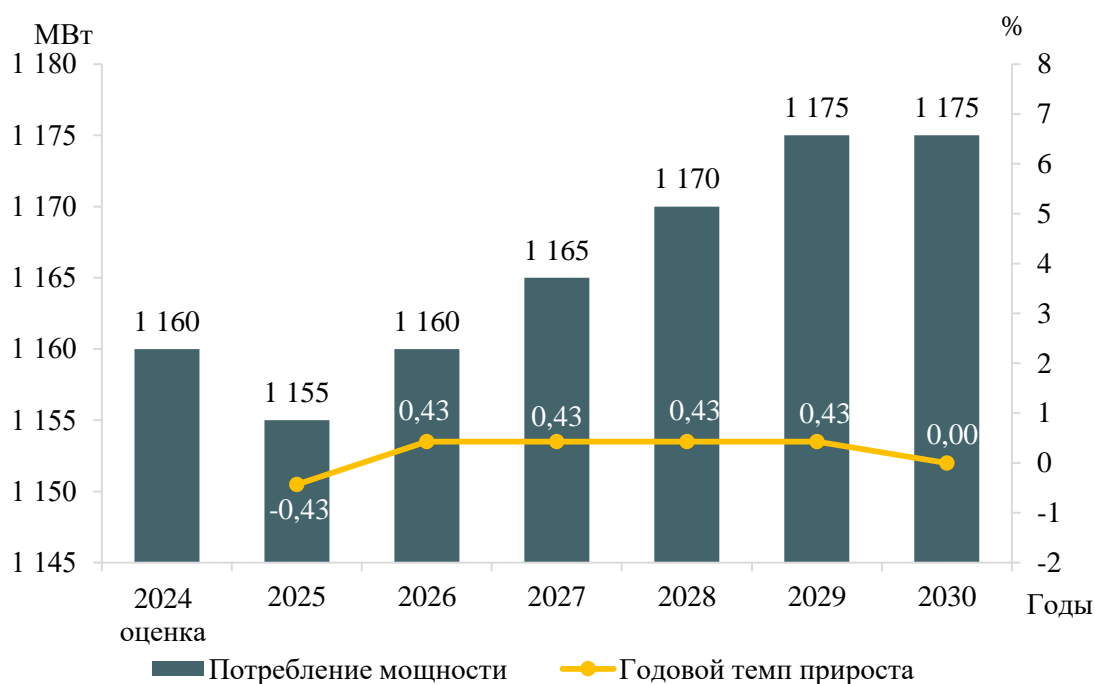


Рисунок 4 – Прогноз потребления мощности Архангельской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2025–2030 годов составляют 30 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	30	–	–	–	–	30
ТЭС	–	–	30	–	–	–	–	30

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 30 МВт на ТЭС. Планируется ввод в эксплуатацию 7Г установленной

мощностью 30 МВт для обеспечения замены выводимого из эксплуатации ЗГ на Северодвинской ТЭЦ-1.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	–	30	–	–	–	–	30
ТЭС	–	–	30	–	–	–	–	30

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, к 2030 году составит 1600,1 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1
ТЭС	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1

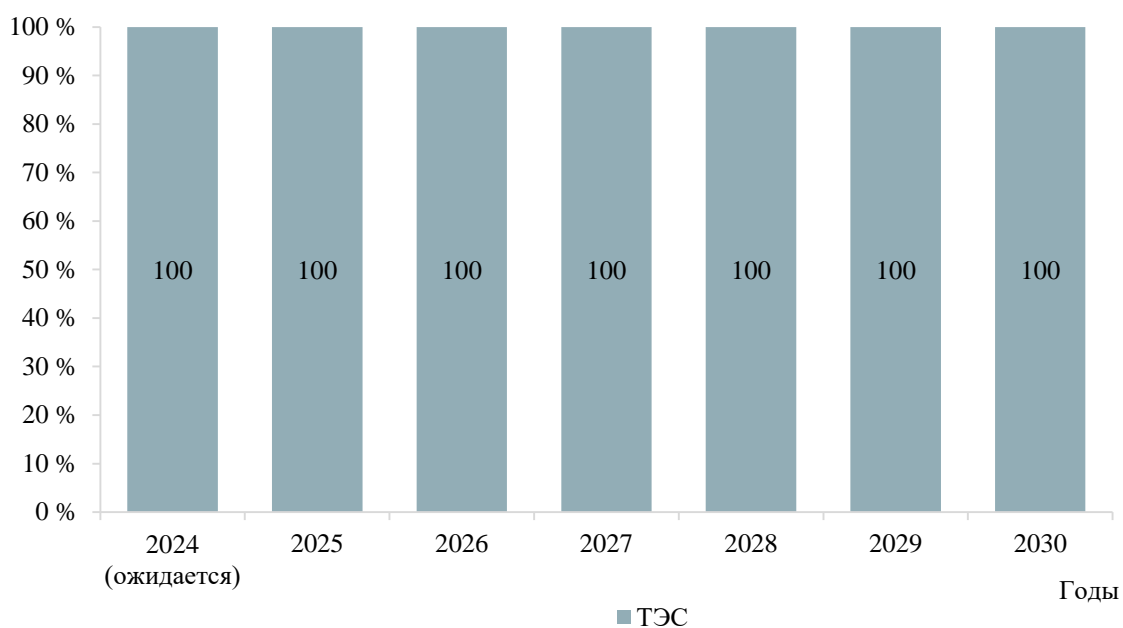


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Архангельской 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 Архангельской области

В таблице 16 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 Архангельской области.

Таблица 16 – 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 Архангельской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Реконструкция ПС 110 кВ Шалакуша Тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/27,5/10 кВ и Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	21,25	14,75
2	Реконструкция ПС 220 кВ Обозерская с заменой автотрансформатора 1АТ 220/110/35 кВ мощностью 30 МВА на автотрансформатор 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД» (ООО «Энерго-промсбыт»)	ОАО «РЖД» (ООО «Энерго-промсбыт»)	30,0	14,6
3	Реконструкция ПС 110 кВ Вонгуда с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	–	25				
4	Строительство ПС 110 кВ Вонгуда Тяговая с двумя трансформаторами 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
5	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Вонгуда – Вонгуда Тяговая	ОАО «РЖД»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	–	х				

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ №1 с заменой трансформаторов 3Т 110/10 кВ и 4Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Архангельской 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 УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Архангельской области по годам представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Архангельской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	209	225	237	–	–	–	–	672

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

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

На текущий 2024 год на территории Архангельской области осуществляют свою деятельность 14 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северо-Запад» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 69 % в суммарной НВВ сетевых организаций Архангельской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Архангельской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

¹ Постановление Агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 20.12.2023 № 81-э/14.

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год постановлением агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 28.11.2022 № 94-э/6 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Архангельской области на 2023–2027 годы» (в редакции постановления агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 20.12.2023 № 81-э/48) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Архангельской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Архангельской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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

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

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

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

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Архангельской области представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Архангельской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	417	511	394	395	395	395
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	188	198	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	267	898	463	425	425	425

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 22 и на рисунке 6.

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

Таблица 22 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	11,8	12,9	13,7	14,3	14,8	15,4
НВВ	млрд руб.	11,8	12,5	13,3	13,6	13,9	14,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,02	-0,4	-0,4	-0,7	-0,9	-1,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,52	3,84	4,04	4,19	4,34	4,49
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,53	3,73	3,93	3,99	4,06	4,14
Среднегодовой темп роста	%	–	106	105	102	102	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,005	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3

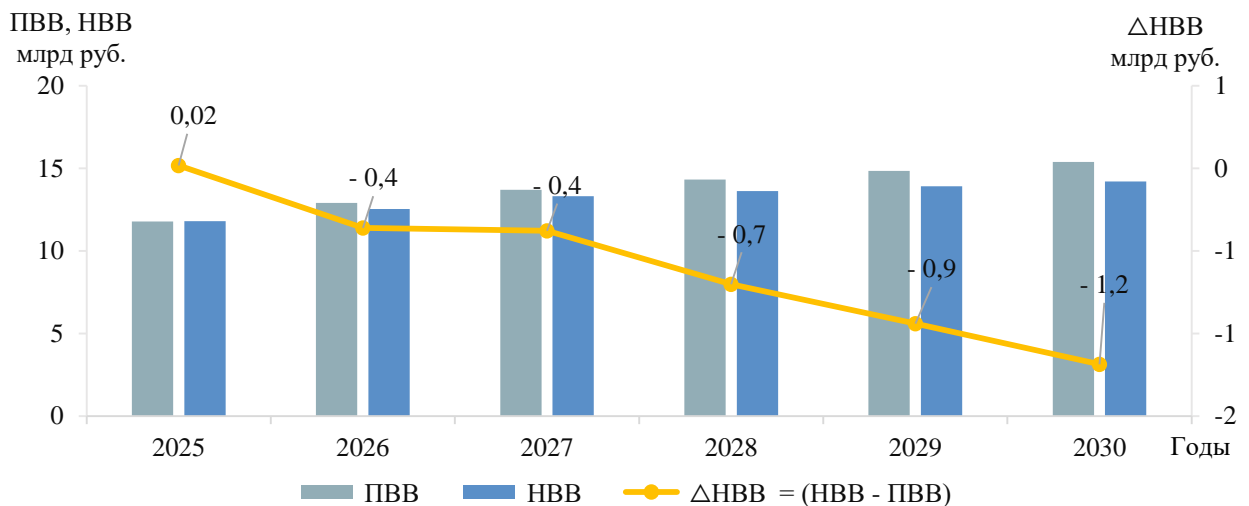


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 22, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Архангельской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в сценарий 1 и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2 и 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 1,6 и 16,4 млрд руб. соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

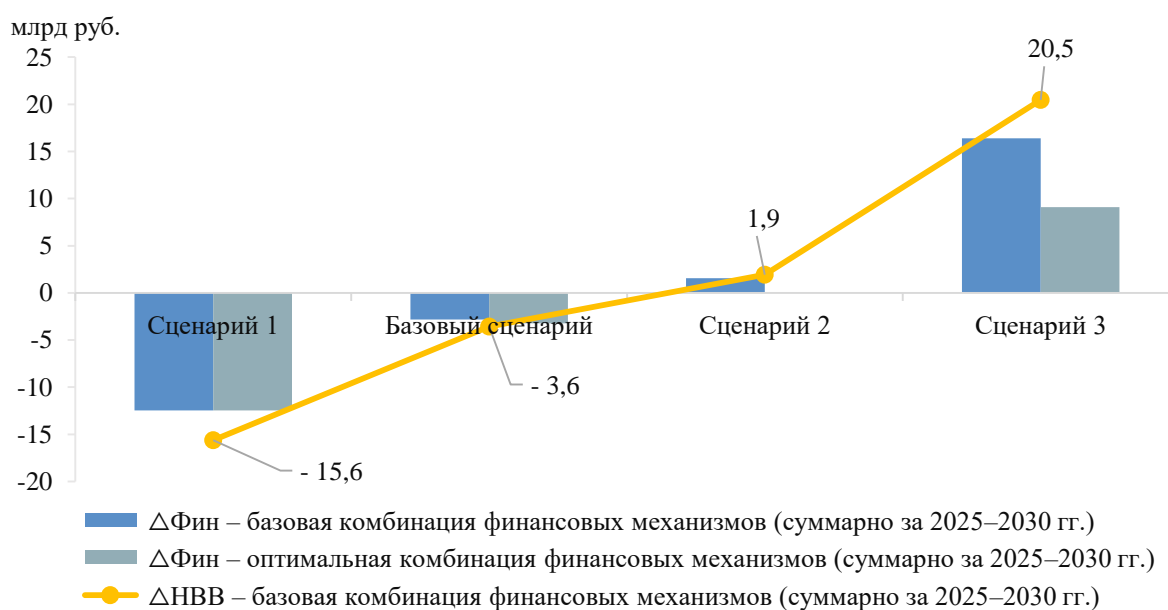


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Архангельской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	57 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 23). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при увеличении объемов бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Архангельской области и Ненецкого автономного округа оценивается в 2030 году в объеме 7474 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,63 %.

Потребление мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области к 2030 году увеличится и составит 1175 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,21 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6311–6367 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2025–2030 годов составляют 30 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 30 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа, расположенных на территории Архангельской области, к 2030 году составит 1600,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа на территории Архангельской области.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 143 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					01.01.2024	Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Архангельской области и Ненецкого АО, территория Архангельской области													
Северодвинская ТЭЦ-1	ПАО «ТГК-2»												
		3	ПТ-30-90/10	Уголь	30,0	30,0	30,0						Вывод из эксплуатации в 2026 г.
		5	ПТ-59-90/13		59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	ПТ-30/40-8,8/1,3	Газ				30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	
Архангельская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»												
		1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	T-50/60-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		4	T-50/60-130		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
		5	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		6	ТР-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Северодвинская ТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2»												
		1	ПТ-80/100-130/13	Газ, мазут	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	
ТЭС-1 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»												
		3	ПР-12/15-90-15/7	Уголь, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ПТ-25/30-8,8/1,0-1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		7	ПТ-60-8,8/1,3		56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	
		8	ВПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	
ТЭС-2 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»												
		1	P-6-35-5	Черный шелок, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35-10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭС-3 Архангельского ЦБК	АО «Архангельский ЦБК»												
		1	P-12-35/5	Древесные отходы, мазут, черный шелок	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	P-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
ТЭЦ ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в г. Коряжме												
		1	ВПТ-25-4	Газ, уголь	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ВПТ-25-4		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	P-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭС-2 ЭнТЭС ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в г. Коряжме			Древесные отходы, газ, мазут, щелок									
		1	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
ТЭС-3 ЭнТЭС ПЛ «Энергетика»	Филиал АО «Группа «Илим» в г. Коряжме			Черный щелок, мазут									
		1	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Вельская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	

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 Архангельской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Реконструкция ПС 110 кВ №1 с заменой трансформаторов 3Т 110/10 кВ и 4Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	671,87	671,87

Примечания

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

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