

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

МУРМАНСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Мурманской области.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск	16
2.1.2 Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск.....	18
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).....	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	20
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	20
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	20
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	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	21
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	21
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	21
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	22
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Мурманской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	22
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	24
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	25
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	26
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
4.2	Перечень реализуемых и перспективных 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 Мурманской области.....	30
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	33
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)	33
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	35
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	36
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	37
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	38

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	39
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	42

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -29 °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 29 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ 0 °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 – 0 °С

- зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -29 °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 29 °С
- зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ 0 °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 – 0 °С
- КЛ
КС

– кабельная линия электропередачи
– контролируемое сечение
- летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +14 °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 14 °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 +14 °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 14 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Мурманской 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 Мурманской 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 Мурманской 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 Мурманской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кольское РДУ и обслуживает территорию Мурманской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Карельское предприятие МЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Карелия, Мурманской области и Ленинградской области;

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

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Мурманской области

Энергосистема Мурманской области связана с энергосистемами:

– Республики Карелии (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Финляндии: ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Норвегии: ВЛ 150 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Мурманской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Кольская ГМК»	260
Кировский филиал АО «Апатит»	236
АО «РУСАЛ Урал» филиал «РУСАЛ Кандалакша»	134
АО «Ковдорский ГОК»	108
Более 30 МВт	
АО «Олкон»	66
ОАО «РЖД»	58
ООО «Новатэк-Мурманск»	45
АО «СЗФК»	36

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области на 01.01.2022 составила 3619,0 МВт, в том числе: АЭС – 1760,0 МВт, ГЭС – 1609,0 МВт, ТЭС – 250,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3612,6	–	–	+6,4	–	3619,0
АЭС	1760,0	–	–	–	–	1760,0
ГЭС	1601,5	–	–	+6,4	–	1607,9
ТЭС	250,0	–	–	–	–	250,0
ВИЭ всего	1,1	–	–	–	–	1,1
ПЭС	1,1	–	–	–	–	1,1

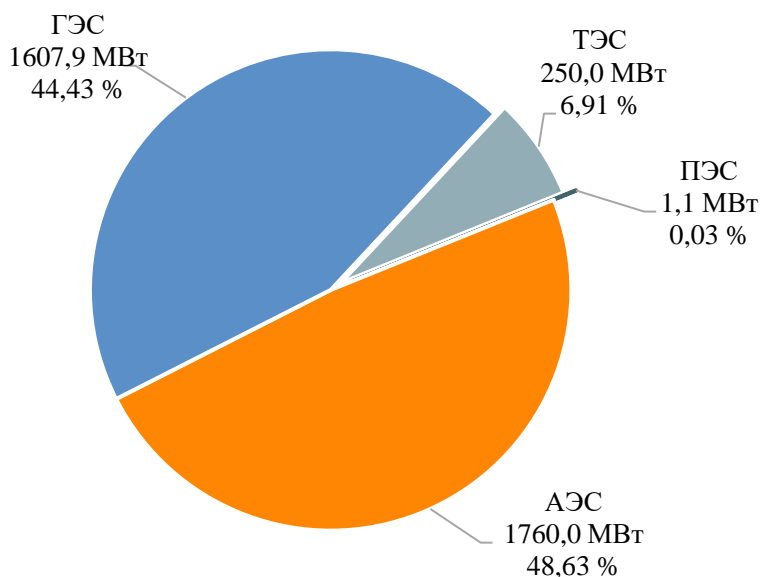


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12775	12534	12721	12383	11973
Годовой темп прироста, %	3,49	-1,89	1,49	-2,66	-3,31
Максимум потребления мощности, МВт	1869	1904	1874	1882	1874
Годовой темп прироста, %	-3,41	1,87	-1,58	0,43	-0,43
Число часов использования максимума потребления мощности	6835	6583	6788	6580	6389
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	26.12 14:00	24.01 13:00	04.02 20:00	29.01 17:00	08.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-20,4	-24,0	-24,2	-24,3	-24,0

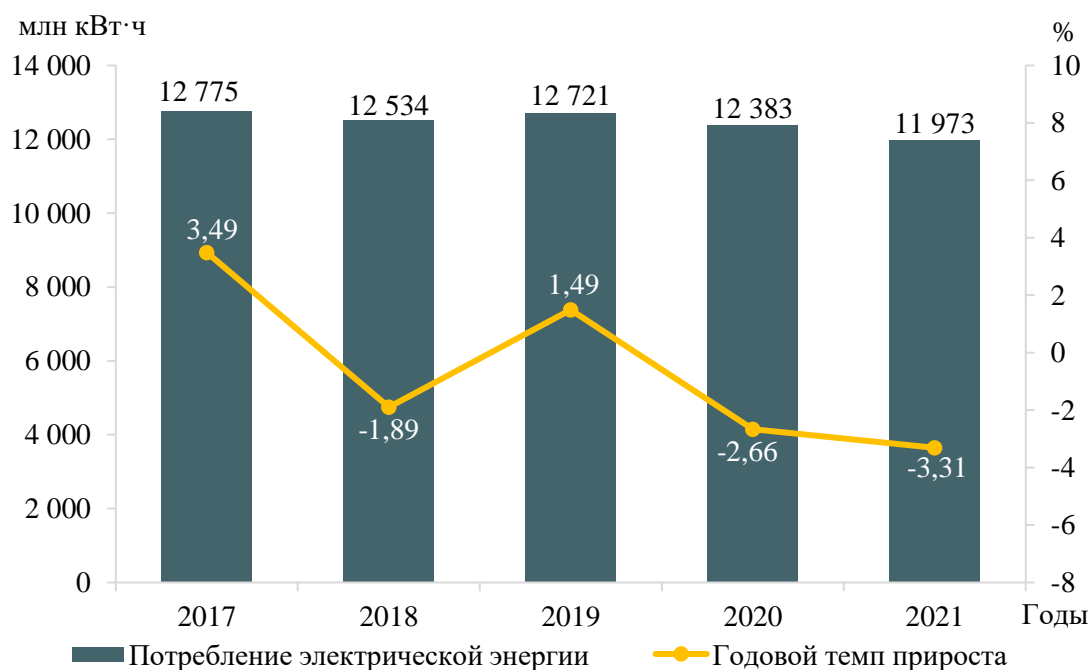


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

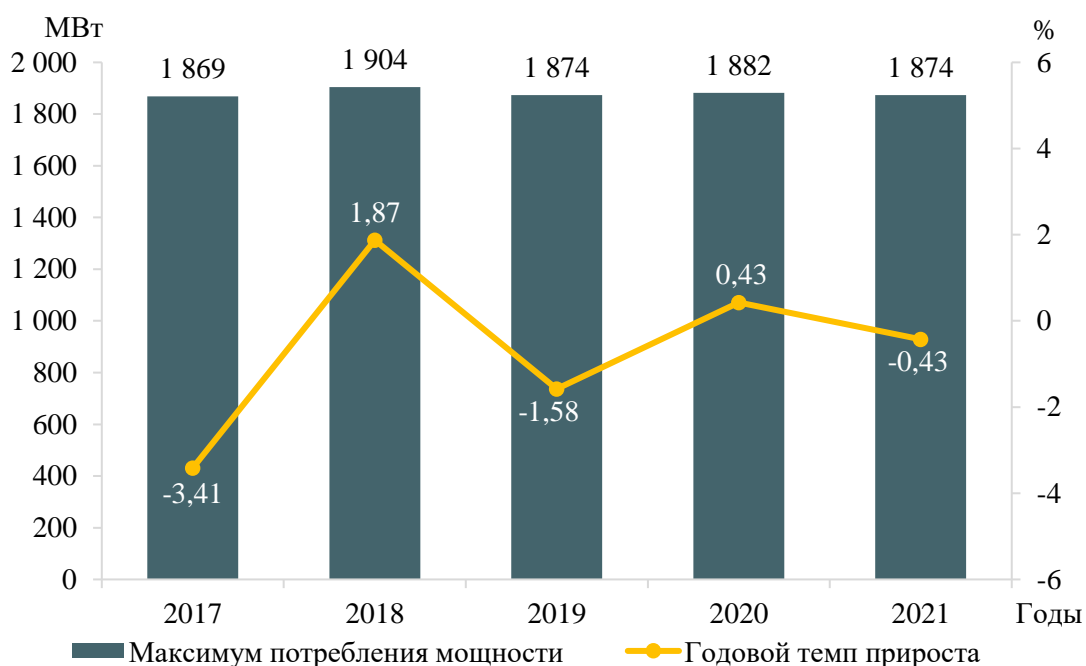


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Мурманской области снизилось на 371 млн кВт·ч и составило в 2021 году 11973 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,61 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,49 % в 2017 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2021 году и составило -3,31 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области снизился на 61 МВт и составил 1874 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,64 %. Следует отметить, что максимумы энергосистемы в последние четыре года проходили при практически при одной и той же ТНВ на уровне -24,0 °С, поэтому изменение мощности связано с режимом работы обрабатывающих предприятий.

Наибольший годовой прирост мощности составил 1,87 % в 2018 году; наибольшее снижение мощности составило -3,41 % в 2017 году.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления в добыче полезных ископаемых (АО «Ковдорский ГОК»);
- снижением потребления в металлургическом производстве.

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 Мурманской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Мурманской 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	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 0,52 км с образованием ВЛ 150 кВ Зашеек – Ковдор № 1 с отпайками (Л-189)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	0,52 км
2	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 0,2 км с образованием ВЛ 150 кВ Зашеек – Мончегорск № 2 с отпайкой на Кольскую АЭС (Л-152)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	0,2 км
3	150 кВ	Строительство заходов ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Мончегорск 11А – Ковдор с отпайками (Л-152/189) на ПС 150 кВ Зашеек (ПС 88) протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 150 кВ Княжегубская ГЭС-11 – Зашеек (Л-239)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	1,5 км
4	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Выходной – П/ф Снежная (Л-219) до ПС 150 кВ Белокаменка протяженностью 56,46 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	56,46 км
5	150 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 150 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Первомайский с отпайками (Л-160) до ПС 150 кВ Белокаменка протяженностью 15,6 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2019	15,6 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	330 кВ	Строительство захода ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,18 км с образованием ВЛ 330 кВ Выходной – Мурманская	Филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС	2019	4,18 км
7	330 кВ	Строительство захода ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Выходной на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,16 км с образованием ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Мурманская	Филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС	2019	4,16 км
8	150 кВ	Строительство захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,65 км с образованием ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманская № 1 (Л-233)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,65 км
9	150 кВ	Строительство захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,68 км с образованием ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманская № 2 (Л-234)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,68 км
10	150 кВ	Включение отпайки на ПС 150 кВ Долина Уюта (ПС 53) от ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) протяженностью 6,98 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Долина Уюта № 1 (Л-229)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	6,98 км
11	150 кВ	Включение отпайки на ПС 150 кВ Долина Уюта (ПС 53) от ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) протяженностью 6,98 км отдельной ЛЭП от ПС 330 кВ Мурманская с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Долина Уюта № 2 с отпайкой на ПС Пригородный (Л-230)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	6,89 км
12	150 кВ	Строительство одного одноцепного захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 2 с отпайками (Л-172) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,58 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Промзона № 1 (Л-172)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,58 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	150 кВ	Строительство одного одноцепного захода ВЛ 150 кВ Выходной – Мурманск № 3 с отпайкой на ПС Долина Уюта (Л-179) на ПС 330 кВ Мурманская протяженностью 4,56 км с образованием ВЛ 150 кВ Мурманская – Промзона № 2 с отпайкой на ПС Пригородный (Л-179)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2020	4,56 км
14	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 1 протяженностью 1,32 км	ОАО «Оборонэнерго»	2020	1,32 км
15	150 кВ	Строительство КЛ 150 кВ Снежногорск – Александровская № 2 протяженностью 1,39 км	ОАО «Оборонэнерго»	2020	1,39 км
16	150 кВ	Строительство ВЛ 150 кВ Кольская ВЭС – Мурманская протяженностью 68,98 км	Филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС	2021	68,98 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	10 кВ	Реконструкция ПС 150 кВ Никель (ПС 20А) с установкой двух БСК 150 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	2×25 Мвар
2	150 кВ	Реконструкция РУ 150 кВ Князегубской ГЭС-11 с заменой трансформатора 150/110 кВ мощностью 90 МВА на трансформатор 150/110 кВ мощностью 125 МВА	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	2018	125 МВА
3	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Белокаменка с двумя трансформаторами 150/15 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «НОВАТЭК-Мурманск»	2018	2×63 МВА
4	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с одним трансформатором 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА	Филиал ПАО «Россети» – Карельское ПМЭС	2019	250 МВА
5	150 кВ	Строительство ПС 150 кВ Александровская с двумя трансформаторами 150/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «Оборонэнерго»	2020	2×40 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 Мурманской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск;

– энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск.

2.1.1 Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения параметров электроэнергетического режима (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -26 °С в нормальной схеме с учетом СРМ (загрузка генераторов Верхне-Териберской ГЭС-18 и Нижне-Териберской ГЭС-19 до полной располагаемой мощности 154,9 МВт (аварийный резерв мощности в зимний период)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП без ПА в КС «Мончегорск – Оленегорск». Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт	Нормальная схема / Отсутствие превышения МДП в нормальной схеме	Расчетный переток в КС «Мончегорск – Оленегорск» составляет 409 МВт (110 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 371 МВт	Отсутствуют	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 330 кВ в КС «Мончегорск – Оленегорск» и «Оленегорск – Мурманск»	Отсутствуют	Да

2.1.2 Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +16,8 °С в двойной ремонтной схеме ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 2 с учетом СРМ (загрузка генераторов Верхне-Териберской ГЭС-18 и Нижне-Териберской ГЭС-19 до полной располагаемой мощности 154,9 МВт (аварийный резерв мощности в летний период) и аварийная разгрузка Кольской АЭС на 160 МВт для снижения перетока активной мощности в КС «Борей – Онда» ниже величины МДП 740 МВт) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит превышение МДП в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск».</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 65,85 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения МДП в двойной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетный переток в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск» составляет 391 МВт (121 % от МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 324,15 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реализация АОПО Л-207 и АОПО Л-208 с воздействием на ОН в энергорайонах г. Мончегорска, г. Апатиты и севернее в объеме не менее 65,85 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ отсутствуют.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Северо-Запад»

ПС 110 кВ Ильма (ПС 31).

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА. Фактическая максимальная нагрузка за отчетный период 2017–2021 годов выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 12,95 МВА. В ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 111 % (69,4 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 расчетный объем ГАО составит 1,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Ильма (ПС 31) с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на один трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА.

Предложение сетевой организации по исключению мероприятия из перечня реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше не обосновано.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ПАО «Россети Северо-Запад».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Мурманской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Мурманской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 8 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Мурманской области.

Таблица 8 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 30 МВт							
1	АО «Кольская ГМК». Цех по производству меди	АО «Кольская ГМК»	0,0	43,0	150	2025	ПС 150 кВ Нагорная (ПС 87)

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12228	12611	13158	13761	13811	13855
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	383	547	603	50	44
Годовой темп прироста, %	–	3,13	4,34	4,58	0,36	0,32

Потребление электрической энергии по энергосистеме Мурманской области прогнозируется на уровне 13855 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,11 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 603 млн кВт·ч или 4,58 %, наименьший прирост – в 2028 году и составит 44 млн кВт·ч или 0,32 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 8.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Мурманской области представлены на рисунке 4.

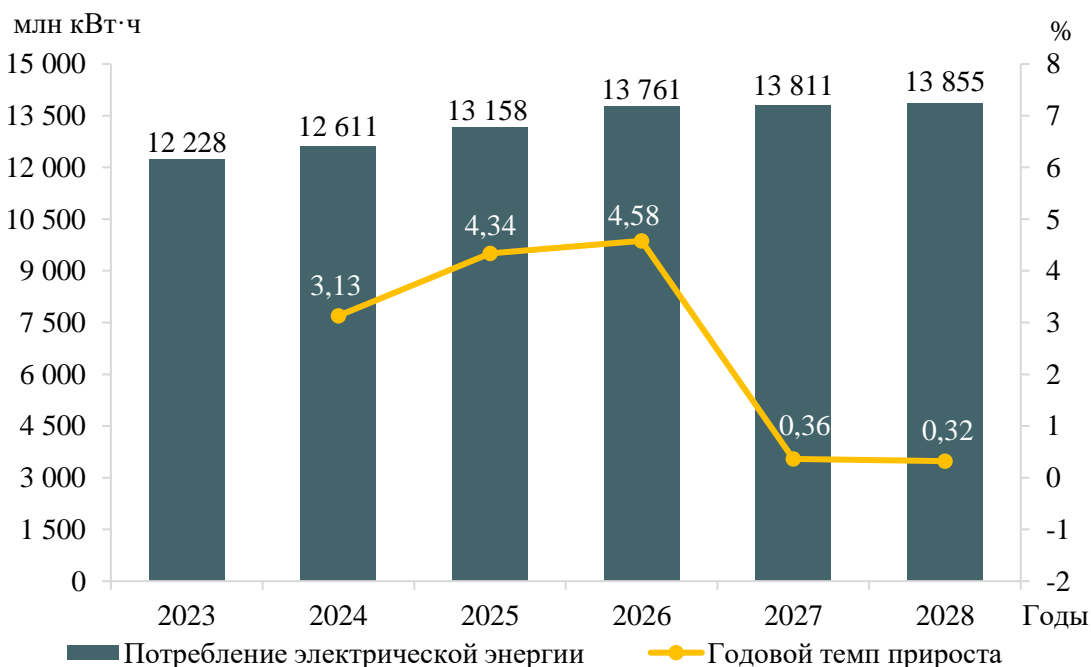


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

– ростом потребления на действующих промышленных производствах, наибольший прирост ожидается в металлургическом производстве АО «Кольская ГМК».

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской 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 Мурманской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1890	1903	1987	2063	2063	2064
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	13	84	76	0	1
Годовой темп прироста, %	–	0,69	4,41	3,82	0,00	0,05
Число часов использования максимума потребления мощности	6470	6627	6622	6670	6695	6713

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2028 году прогнозируется на уровне 2064 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 84 МВт или 4,41 %, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного производства, в 2027 году прироста мощности не прогнозируется.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период уплотнится. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6713 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 63 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

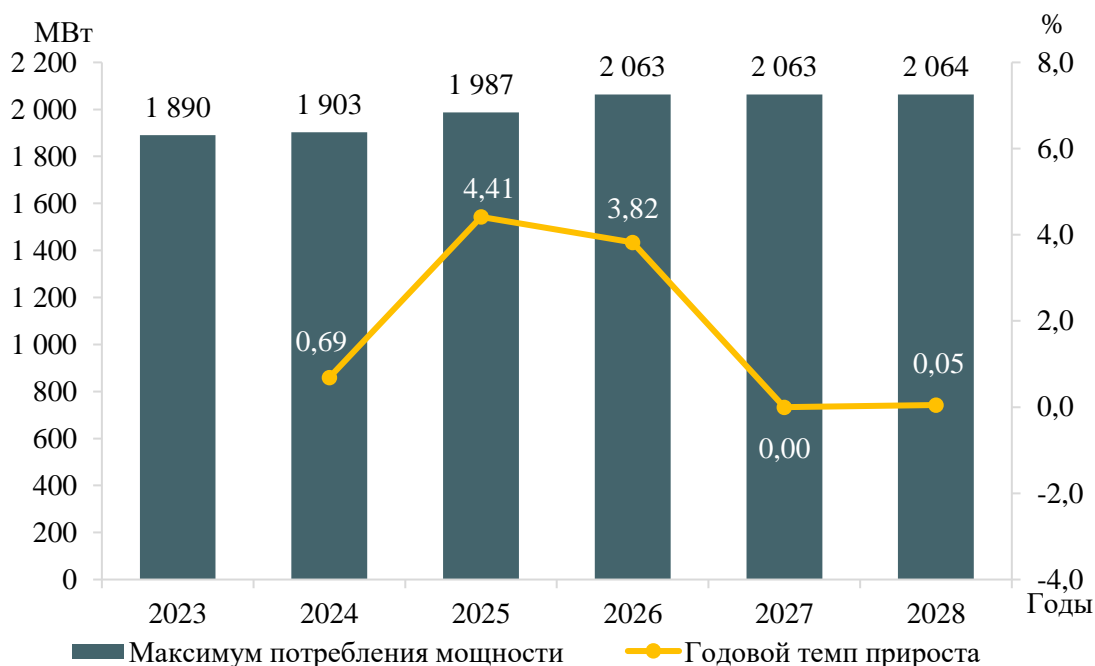


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 47,1 МВт, в том числе: на ГЭС – 16,5 МВт, на ВЭС – 30,6 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Мурманской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	16,5	–	–	–	–	16,5
ГЭС	–	16,5	–	–	–	–	16,5

В энергосистеме Мурманской области в период 2023–2028 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 16,5 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 8 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области в 2028 году составит 3853,9 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Мурманской области по сравнению с отчетным 2021 годом снизится доля АЭС с 48,6 % до 45,7 %, доля ТЭС снизится с 6,9 % до

6,5 %, доля ГЭС снизится с 44,5 % до 42,6 %. Доля ВЭС к 2028 году возрастет до 5,2 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 12. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Мурманской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Мурманской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	3829,4	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1617,0	1641,5	1641,5	1641,5	1641,5	1641,5
ТЭС	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
ВИЭ всего	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4
ВЭС	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4

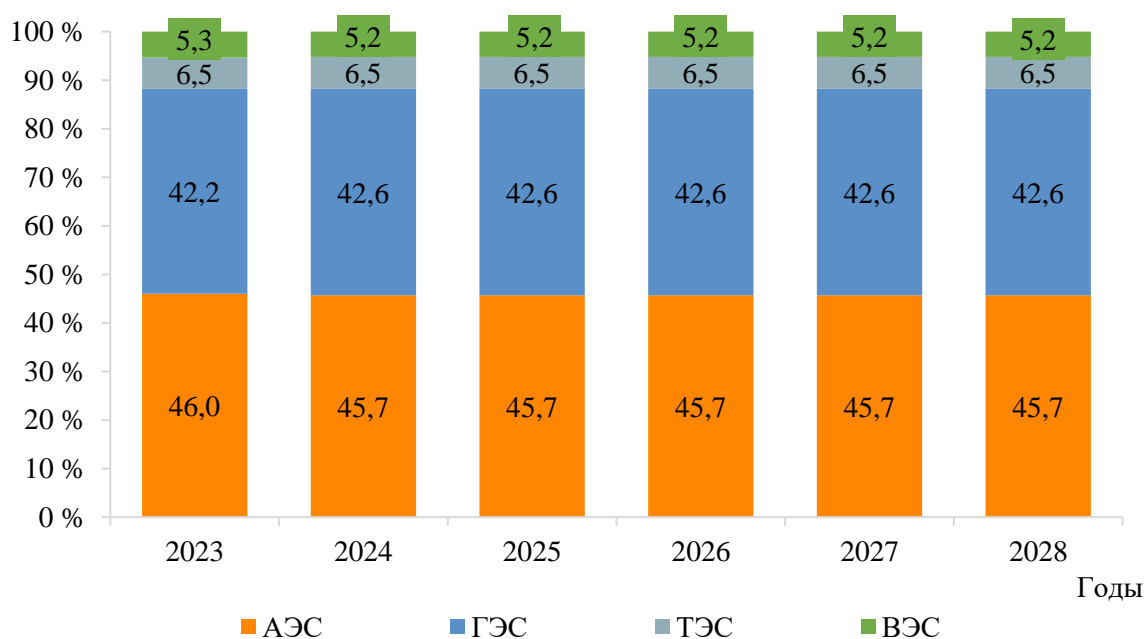


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Мурманской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	4,2	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 330 кВ Титан: – устройства АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – устройства АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Мурманской области

В таблице 14 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 Мурманской области.

Таблица 14 – 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 Мурманской 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	Реконструкция ВЛ 150 кВ Л–219 от ПС 330 кВ Выходной до места отпайки на ПС 150 кВ № 89 с заменой провода ориентировочной протяженностью 3 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	150	км	3	–	–	–	–	–	3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Морской порт «Лавна»	ООО «Новатэк-Мурманск», ООО «Морской торговый порт «Лавна»	–	42 24
2	Строительство двух ЛЭП 150 кВ (отпайки) от ВЛ 150 кВ Выходной – Снежногорск (Л–170) до ПС 150 кВ Порт Лавна и от ВЛ 150 кВ Выходной – Белокаменка с отпайкой до ПС 150 кВ Порт Лавна ориентировочной протяженностью 4,46 км каждая	ООО «Морской торговый порт «Лавна»	150	км	2×4,46	–	–	–	–	–	8,92	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Морской торговый порт «Лавна»	ООО «Морской торговый порт «Лавна»	–	24
3	Реконструкция ВЛ 35 кВ М-12/33 с переводом на класс напряжения 110 кВ и организацией заходов на ПС 110 кВ Шмидта (ПС 5) и ПС 150 кВ Долина Уюта (ПС 53), ориентировочной протяженностью 5,3 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	5,3	–	–	–	–	–	5,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФГБУ «Морская спасательная служба», ФКУ «Ространс-модернизация», АО «Мурманск-промстрой»	ФГБУ «Морская спасательная служба», ФКУ «Ространс-модернизация», АО «Мурманск-промстрой»	–	2,5 8,5 0,32
4	Отсоединение существующей отпайки ВЛ 110 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Шмидта № 2 с отпайками (Л-125) на ПС 110 кВ Жилстрой (ПС 57) и её подключение к образующейся ВЛ 110 кВ Долина Уюта – Шмидта, ориентировочная протяженность 1,12 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	1,12	–	–	–	–	1,12	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ФКУ «Ространс-модернизация»	–	8,5
5	Строительство тяговой ПС 110 кВ 1444 км с двумя трансформаторами 110/27/10,5 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФКУ «Ространс-модернизация»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	32				
6	Строительство отпайки до тяговой ПС 110 кВ 1444 км от отпайки на ПС 110 кВ Жилстрой (ПС 57) ВЛ 110 кВ Долина Уюта – Шмидта ориентировочной протяженностью 0,3 км	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	0,3	–	–	–	–	0,3				
7	Строительство отпайки до ПС 110 кВ 1444 км от ВЛ 110 кВ Нижне-Тулумская ГЭС-13 – Шмидта № 2 с отпайками ориентировочной протяженностью 1 км		110	км	–	1	–	–	–	–	1				
8	Строительство ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 4 МВА каждый	АО «Олкон»	110	МВА	–	–	–	–	2×4	–	8	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Олкон»	АО «Олкон»	–	2
9	Строительство двух ЛЭП 110 кВ до ПС 110 кВ заявителя от ВЛ 110 кВ Л–110 (в рассечку)	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	–	–	–	–	2×0,18	–	0,36				
10	Строительство ГПП 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 10 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей Министерства обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	10,3
11	Строительство двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Протоки (ПС 35) до ГПП 110/10 кВ ориентировочной протяженностью 23,48 км каждая	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×23,48	–	–	–	–	–	46,96				

№ 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
12	Строительство ПС 150 кВ Лавна-тяговая с двумя трансформаторами 150/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «МОЭСК»	150	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ФКУ «Ространс модернизация»	ФКУ «Ространс модернизация»	–	12,772
13	Строительство двух ВЛ 150 кВ Мурманская – Лавна-тяговая ориентировочной протяженностью 31,5 км каждая	АО «МОЭСК»	150	км	2×31,5	–	–	–	–	–	63				
14	Строительство новой ПС 150 кВ с двумя трансформаторами 150/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	150	МВА	–	–	–	–	2×63	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Кольская ГМК»	АО «Кольская ГМК»	–	43
15	Строительство двух одноцепных ЛЭП 150 кВ от ПС 150 кВ Нагорная (ПС 87) до проектируемой ПС 150 кВ ориентировочной протяженностью 2,3 км каждая	Мурманский филиал ПАО «Россети Северо-Запад»	150	км	–	–	–	–	2×2,3	–	4,6				
16	Строительство одной отпайки на РУ 110 кВ МГЭС на р. Паз от отпайки на Кайтакоски ГЭС-4 (ОЛ-130) от ВЛ 110 кВ Раякоски ГЭС-6 – Янискоски ГЭС-5 с отпайкой на Кайтакоски ГЭС-4 (Л-130), ориентировочной протяженностью 0,671 км	ПАО «Россети»	110	км	–	0,671	–	–	–	–	0,671	Обеспечение выдачи мощности электростанции МГЭС на р. Паз	ООО «ТГК-1»	–	16,5

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 [1] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, 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)

На основании проведенного анализа сформирован 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) (таблица 15).

Таблица 15 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Ильма (ПС 31) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на один трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [2]).

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 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 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 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Мурманской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Мурманской 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 Мурманской области оценивается в 2028 году в объеме 13855 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,11 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Мурманской области к 2028 году увеличится и составит 2064 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 84 МВт или 4,41 %, что обусловлено планируемым вводом объектов промышленного производства.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Мурманской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6470–6713 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Мурманской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 16,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Мурманской области в 2028 году составит 3853,9 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 139,431 км, трансформаторной мощности 267 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Мурманской области												
Нива ГЭС-1	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ15-В-488		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2	ПЛ15-В-488		12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Нива ГЭС-2	ПАО «ТГК-1»											
		1	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4	РО 45/123М-В-250		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Нива ГЭС-3	ПАО «ТГК-1»											
		1	РО75-В-295		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
		3	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
		4	РО75-В-295		38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	
Установленная мощность, всего		–	–		155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	155,5	
Верхне-Тулумская ГЭС-12	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
		2	ПЛ646-ВМ-420		67,0	67,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	Модернизация в 2024 г.
		3	ПЛ70-В-435		67,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	Перемаркировка 29.09.2022
		4	ПЛ70-В-435		75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	
Установленная мощность, всего		–	–		284,0	292,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
Нижне-Тулумская ГЭС-13	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		2	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		3	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		4	ПР30/881-В-360		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
Установленная мощность, всего		–	–		56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	
Кайтакоски ГЭС-4	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ15-В-430		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	
		2	ПЛ15-В-430		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	
Установленная мощность, всего		–	–		11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	
Янискоски ГЭС-5	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ30-В-360		15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	
		2	ПЛ30-В-360		15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	
Установленная мощность, всего		–	–		30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	
Раякоски ГЭС-6	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
		2	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
		3	ПЛ30-В-382		14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	
Установленная мощность, всего		–	–		43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Хеваскоски ГЭС-7	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	ПЛ20/661-В-500		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
		2	ПЛ20/661-В-500		23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
Установленная мощность, всего		-	-		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
Борисоглебская ГЭС-8	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	ПЛ661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		2	ПЛ661-ВБ-500		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
Установленная мощность, всего		-	-		56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	
Кумская ГЭС-9	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	ПЛИ577-ВБ450		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	ПЛИ577-ВБ450		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Йовская ГЭС-10	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	KSVM-4600/34		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
		2	KSVM-4600/34		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
Установленная мощность, всего		-	-		96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
Князегубская ГЭС-11	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	PO211-ВМ-410		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		2	PO211-ВМ-410		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
		3	PO211-ВМ-410		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
		4	PO211-ВМ-410	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0		
Установленная мощность, всего		-	-		152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	
Серебрянская ГЭС-16	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	ПЛ180-В-360		52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
		2	ПЛ180-В-360		52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
		3	ПЛ180-В-360	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	
Установленная мощность, всего		-	-		156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	
Серебрянская ГЭС-15	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	ПЛ180-В-360		67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
		2	ПЛ180-В-360		67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
		3	ПЛ180-В-360	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	67,0	
Установленная мощность, всего		-	-		201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	201,0	
Верхне-Териберская ГЭС-18	ПАО «ТГК-1»			-								
		1	PO170/803-В-400		130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
Установленная мощность, всего		-	-		130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	
Нижне-Териберская ГЭС-19	ПАО «ТГК-1»			-								
		2	ПЛ-40-В-430		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Установленная мощность, всего		-	-		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Кислогубская ПЭС	ПАО «РусГидро»			-								
		-	ОГА-5		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Установленная мощность, всего		-	-		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Кольская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо								
		1, 2	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		3, 4	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		5, 6	ВВЭР-440 (2×К-220/44)		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
		7, 8	ВВЭР-440 (2×К-220/44)	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					Установленная мощность (МВт)							
Апатитская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»	3	ПР-28-90/10/2,0	Уголь, мазут	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		4	ПР-28-90/10/2,0		28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		6	Р-21-90/8,0		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		7	Т-85-90/2,5		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		8	Р-68-90/2,5		68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	
Установленная мощность, всего					230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	
Мурманская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»	3	Р-6-35/6	Мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/10/1,2		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	
ТЭЦ Ковдорского ГОК	АО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат «АО МКХ «ЕвроХим»	1	РУ-35/4	Мазут	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	АР-4-35/4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего					8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Кольская ВЭС	ООО «Энел Рус Винд Кола»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0812)	–		202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	Ввод в эксплуатацию в 2022 г.
		–	–	–		202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	
Установленная мощность, всего						202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	202,4	
МГЭС на р.Паз	ПАО «ТГК-1»	1	Гидротурбина вертикальная поворотнo-лопастная (код ГТП GVIE1714)	–			16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		–	–	–			16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	
Установленная мощность, всего							16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной – организация второй цепи 330 кВ	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	4,2	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8201,9	8066,59
2	Мурманской области	Мурманская область	Создание на ПС 330 кВ Титан: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	26,84	26,84
3	Мурманской области	Мурманская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ильма (ПС 31) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на один трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	83,4	83,4

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

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