

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

РЕСПУБЛИКА КАРЕЛИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Карелия	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	10
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	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Петрозаводский энергоузел	15
2.1.1 Энергорайон Западной Карелии	17
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)	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	19
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	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	25
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	25
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	25
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	25
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии	

	и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	26
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	26
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	27
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	28
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	31
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	31
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 Республики Карелия.....	33
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).....	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	36
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	37
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	38
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	39
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	40

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.....	44
--------------	---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -30 °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 30 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -30 °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 30 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
ИТС	–	индекс технического состояния
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +17 °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 17 °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 +17 °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 17 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт

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
СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Карелия 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 Республики Карелия 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 Республики Карелия на период до 2028 года, в том числе:

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Карелия входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ и обслуживает территорию Республики Карелия.

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

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

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

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Карелия

Энергосистема Республики Карелия связана с энергосистемами:

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

– г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт. ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Архангельской области и Ненецкого автономного (Филиал АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Вологодской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Вологодское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Карелия

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Кондопожский ЦБК»	226
АО «Карельский окатыш»	219
Более 40 МВт	
ОАО «РЖД»	96
АО «Сегежский ЦБК»	86
ООО «ДАТА-ЦЕНТР Арктика 2» (филиал АО «РУСАЛ Урал» «РУСАЛ Надвоицы»)	47

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия на 01.01.2022 составила 1097,3 МВт, в том числе: ГЭС – 639,3 МВт, ТЭС – 458,0 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 Республики Карелия, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1098,1	–	–	-0,8	–	1097,3
ГЭС	640,1	–	–	-0,8	–	639,3
ТЭС	458,0	–	–	–	–	458,0

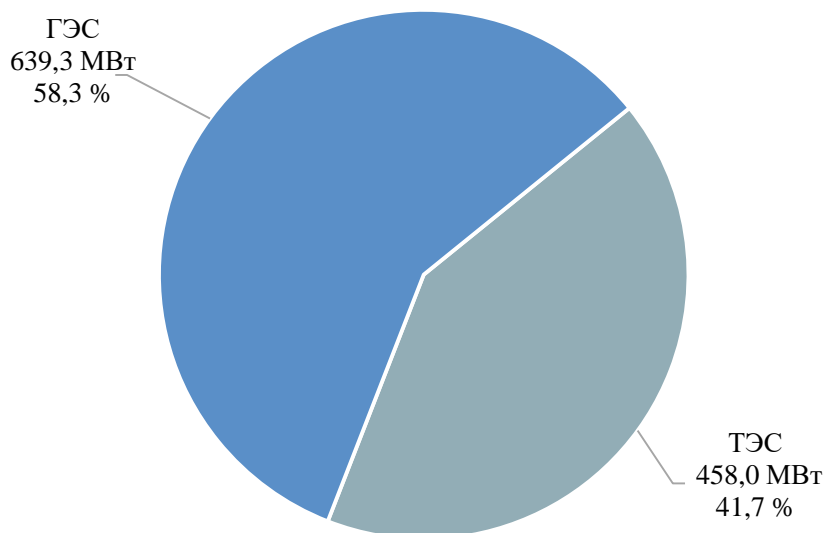


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия по состоянию на 01.01.2022

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 Республики Карелия приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7935	7932	7847	7815	8302
Годовой темп прироста, %	0,21	-0,04	-1,07	-0,41	6,23
Максимум потребления мощности, МВт	1181	1174	1204	1128	1250
Годовой темп прироста, %	-3,50	-0,60	2,56	-6,31	10,82
Число часов использования максимума потребления мощности	6718	6756	6517	6928	6642
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	06.01 18:00	27.02 19:00	25.01 10:00	31.12 17:00	16.01 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-27,8	-20,9	-21,7	-1,9	-21,1

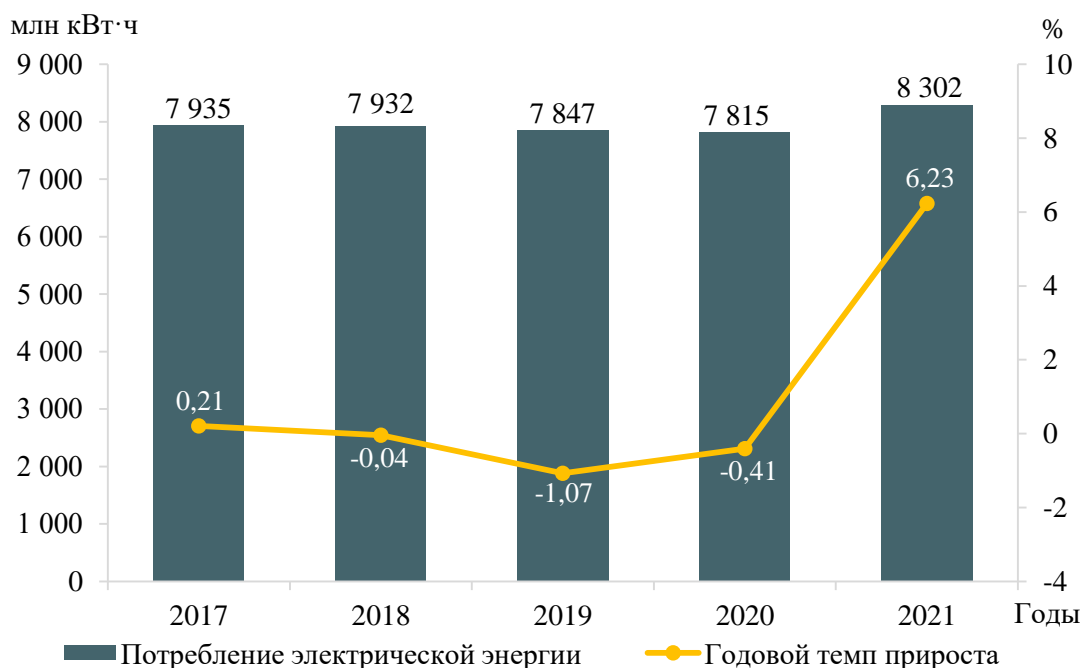


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

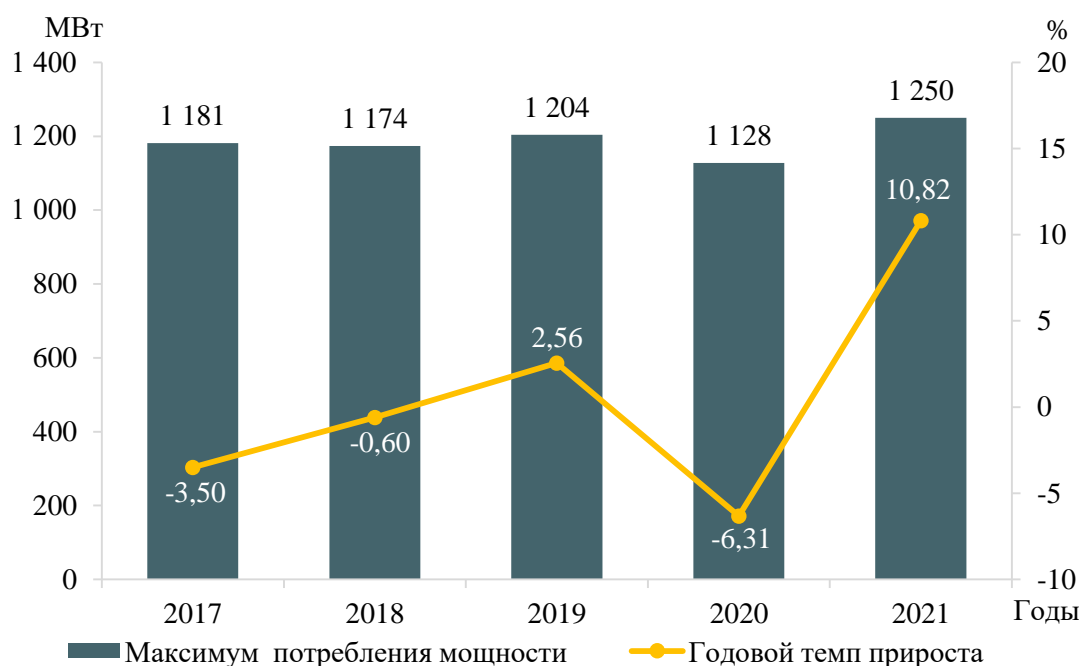


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Карелия увеличилось на 384 млн кВт·ч и составило в 2021 году 8302 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,95 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,23 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -1,07 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия вырос на 26 МВт и составил 1250 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,42 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,82 % в 2021 году, что обусловлено послаблением ограничительных эпидемиологических мер и низкой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности составило -6,31 % в 2020 году, что было обусловлено аномально теплой зимой.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления на предприятии целлюлозно-бумажного и деревообрабатывающего производства АО «Сегежский ЦБК»;
- значительной разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

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 Республики Карелия приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Карелия 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	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 на ПС 220 кВ Белый порог протяженностью 7,66 км с образованием ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог № 1 и ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша № 1	ООО «НГБП»	2019	7,66 км
2	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 2 на ПС 220 кВ Белый порог протяженностью 7,52 км с образованием ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог № 2 и ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша № 2	ООО «НГБП»	2019	7,52 км
3	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 1 на ПС 220 кВ Белый порог протяженностью 7,75 км с образованием ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог № 1 и ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша № 1	ООО «НГБП»	2019	7,75 км
4	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Костомукша № 2 на ПС 220 кВ Белый порог протяженностью 7,77 км с образованием ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог № 2 и ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша № 2	ООО «НГБП»	2019	7,77 км
5	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог I цепь протяженностью 0,537 км	ООО «НГБП»	2020	0,537 км
6	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Белопорожская ГЭС-1 – Белый порог II цепь протяженностью 0,537 км	ООО «НГБП»	2020	0,537 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2 протяженностью 130 км	ПАО «Россети»	2021	130 км
8	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2 протяженностью 170,33 км	ПАО «Россети»	2021	170,33 км
9	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск протяженностью 287,11 км	ПАО «Россети»	2021	287,11 км
10	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Ондской ГЭС протяженностью 0,76 км	ПАО «Россети»	2021	0,76 км
11	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-3 Путкинской ГЭС протяженностью 1,41 км	ПАО «Россети»	2021	1,41 км
12	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Ондской ГЭС протяженностью 0,76 км	ПАО «Россети»	2021	0,76 км
13	330 кВ	Строительство ШМ 330 АТ-4 Путкинской ГЭС протяженностью 3,46 км	ПАО «Россети»	2021	3,46 км
14	330 кВ	Строительство ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный протяженностью 331,47 км	ПАО «Россети»	2021	331,47 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Сортавальская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 17,5 Мвар каждая	ПАО «Россети»	2021	2×17,5 Мвар
2	330 кВ	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с установкой одного УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	180 Мвар
3	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Борей с установкой одного ШР 330 кВ мощностью 110,5 Мвар	ПАО «Россети»	2021	110,5 Мвар
4	330 кВ	Строительство РП 330 кВ Каменный Бор с установкой одного УШР 330 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	2021	180 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Карелия к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- Петрозаводский энергоузел;
- энергорайон Западной Карелии.

2.1.1 Петрозаводский энергоузел

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Петрозаводском энергоузле.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Петрозаводского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (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
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +17°С в случае аварийного отключения несекционированной СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в нормальной схеме в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ (с учетом СРМ в нормальной схеме по переводу потребителей ПС 110 кВ Олонец (ПС 41), ПС 110 кВ Коткозеро (ПС 40) на электроснабжение от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, по загрузке каскада Сунских ГЭС под располагаемую мощность с максимально возможным составом генерирующего оборудования (с учётом ограничений по водно-энергетическому режиму с контролем ДДТН ВЛ 110 кВ Суна – КОЗ (Л-120)) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – происходит нарушение статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (напряжение в сети 110 кВ ниже АДН), токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт</p>	<p>Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетный уровень напряжения на шинах Петрозаводской ТЭЦ (контрольный пункт по напряжению) составляет 57,8 кВ (62 % от АДН). <i>Допустимые параметры:</i> 93 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

2.1.1 Энергорайон Западной Карелии

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне Западной Карелии.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона Западной Карелии

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (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
<p>В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -30 °С в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Петрозаводск – Суоярви в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Лахденпохья – Кузнечная (Л-129) с учетом СРМ по загрузке Каскада Сунских ГЭС, по переводу потребителей ПС 110 кВ Олонек (ПС 41), ПС 110 кВ Коткозеро (ПС 40) на электроснабжение от энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, потребителей ПС 110 кВ Гимолы (ПС 31), ПС 110 кВ Суккозеро (ПС 32), ПС 110 кВ Пенинга (ПС 33) на электроснабжение от ПС 110 кВ Ледозеро (ПС 13) параметры электроэнергетического режима выходят из области допустимых значений – токовая нагрузка связей энергоузла превышает АДТН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 17 МВт</p>	<p>Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным оборудованием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) составляет 396 А (103 % от АДТН, 115 % от значения отстройки от срабатывания АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173)).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 384 А</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание устройства АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) с действием на ОН в объеме не менее 3 МВт с организацией каналов связи</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Нет</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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-1,7
	21.06.2017	9,6
2018	19.12.2018	-9,1
	20.06.2018	13,0
2019	18.12.2019	-0,9
	19.06.2019	18,4
2020	16.12.2020	-1,9
	17.06.2020	15,4
2021	15.12.2021	-1,5
	16.06.2021	13,5

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

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

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

2.2.1.1 АО «ПСК»

По данным АО «ПСК» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	110/10	T-1	ТРДН-40000/110/10	115/10,5	40	2015	76	7,23	6,8	6,71	6,23	–	9,4	4,15	5,38	5,8	–	0
			T-2	ТРДН-40000/110/10	115/10,5	40	2014	76	8,31	10,18	8,05	6,71	–	10,85	6,12	5,88	8,67	–	0

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	T-1	ТРДН-40000/110/10	2015	76	1,2	1,2	1,2	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/10	2014	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Летний контрольный замер 2017 года	20,25	ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0274-18	01.10.2018	2022	0,003	0	0,4	0,1	24,81	31,18	31,18	31,18	31,18	31,18
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0339-19	01.10.2019	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0048-22	02.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0292-21	02.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0205-21	02.08.2021	2022	0,01	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0054-22	03.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0041-22	04.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0180-21	04.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0344-20	04.12.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0431-17	05.02.2018	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0145-22	05.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0142-22	05.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Пульсар ООО	ПР0368-14	05.09.2014	2022	0,15	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0078-20	06.05.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0157-19	06.06.2019	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0316-21	06.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0332-21	06.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0090-22	07.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0090-22	07.05.2018	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0245-21	07.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0171-20	09.09.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0448-17	10.01.2018	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0042-21	10.03.2021	2022	0,015	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0424-21	10.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0117-22	11.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0266-21	11.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Специализированный Застройщик КСМ АО	ПР0296-17	11.09.2017	2022	0,001	0	0,23	0,1										
ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Специализированный Застройщик КСМ АО	ПР0342-17	11.10.2017	2022	0,025	0,024	0,4	0,1										
ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0113-21	13.04.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК СТРОЙИНВЕСТ КСМ ООО	ПР0458-13	13.12.2013	2022	7,44	0	10	0,4						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0020-20	14.02.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0388-20	15.01.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0016-21	15.02.2021	2022	0,01	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0004-22	15.02.2022	2023	0,03	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0125-21	15.04.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0118-22	15.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0369-21	15.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0055-22	16.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0078-22	16.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0511-21	16.11.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0592-21	17.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0174-22	17.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0412-21	17.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0441-21	19.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0160-22	19.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0040-20А	20.03.2020	2022	0,007	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Петрозаводский государственный университет (ПетрГУ) ФГБОУ ВО	ПР0021-20	20.03.2020	2022	0,462	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0107-21	21.04.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0185-20	21.09.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0392-19	22.01.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0105-18	22.05.2018	2022	0,05	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0250-21	22.07.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	МТС ПАО	ПР0255-20	22.10.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0507-21	22.11.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Управление автомобильных дорог РК КУ	ПР0531-21	22.11.2021	2022	0,005	0	0,23	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Управление автомобильных дорог РК КУ	ПР0534-21	22.11.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0352-21	23.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0574-21	24.01.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0158-22	24.05.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0201-21	24.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	МТС ПАО	ПР0435-21	24.09.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0198-21	25.08.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК СТРОЙИНВЕСТ КСМ ООО	ПР0480-21	25.10.2021	2022	0,4	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0310-21	25.11.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0133-18	26.06.2018	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0197-22	27.05.2022	2022	0,023	0,017	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0636-21	28.02.2022	2022	0,015	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Балтийские высоты ООО	ПР0106-19	28.05.2019	2022	0,005	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0379-20	28.12.2020	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Специализированный Застройщик КСМ АО	ПР0339-18	29.11.2018	2022	0,002	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0504-21	29.11.2021	2022	0,009	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ПСК Строитель ООО	ПР0102-21	30.03.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0092-22	30.03.2022	2022	0,015	0	0,4	0,1						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присо- единяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Специализированный Застройщик КСМ АО	ПР0127-19	30.04.2019	2022	0,002	0	0,23	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0428-21	30.09.2021	2022	0,009	0,015	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	физ.лицо	ПР0569-21	30.12.2021	2022	0,015	0	0,4	0,1						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Республиканская больница им. В.А. Баранова ГБУЗ	ПР0254-21	44531,00	2023	1,564	0	0,4	0,2						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	КарелЭнергоХолдинг ГУП РК	ПР0538-21	44551,00	2023	0,866	0	10	0,7						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ОРЭС-ПЕТРОЗАВОДСК АО (бывш. АО «ПКС»)	ПР0129-22	44798,00	2024	2,56	0,56	10	0,7						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	ОРЭС-ПЕТРОЗАВОДСК АО (бывш. АО «ПКС»)	ПР0128-22	44798,00	2024	3,64	1,64	10	0,7						
				ПС 110 кВ Онего (ПС 71)	Равновесие Специализированный застройщик ООО	ПР0463-22	44823,00	2024	3,5	0	10	0,4						

ПС 110 кВ Онего (ПС 71).

Согласно данным в таблицах 9, 10 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2017 года и составила 20,25 МВА. В ПАР Т-2 загрузка Т-1 составит 47 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с данными о длительно допустимой токовой загрузке трансформаторов, предоставленными АО «ПСК», коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 9,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,085.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,628 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,93 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 31,18 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 72 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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 на 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].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,25 + 10,93 + 0 - 0 = 31,18 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «ПСК» (реконструкция ПС 110 кВ Онего (ПС 71) с заменой существующих нагрузочных трансформаторов мощностью 2×40 МВА на новые, мощностью 2×63 МВА).

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

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

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

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

ПС 110 кВ Прионежская.

В соответствии с перечнем планируемого строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже, предоставленном ПАО «Россети Северо-Запад», предлагается строительство подстанции 110 кВ «Прионежская» в Прионежском районе с установкой трансформаторов 2×16 МВА и «врезкой» в ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173).

Строительство ПС 110 кВ «Прионежская» предусматривается с целью повышения надежности электроснабжения потребителей Прионежского района и направлено на ликвидацию существующей недопустимой перегрузки силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64), обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 35 кВ и допустимых уровней напряжения в сети 35 кВ в послеаварийных режимах.

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

Потребность в реализации 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, не выявлена.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

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

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8417	8554	8571	8676	8776	8818
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	137	17	105	100	42
Годовой темп прироста, %	–	1,63	0,20	1,23	1,15	0,48

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Карелия области прогнозируется на уровне 8818 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 137 млн кВт·ч или 1,63 %, наименьший прирост будет зафиксирован в 2025 году и составит 17 млн кВт·ч или 0,20 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Республики Карелия представлены на рисунке 4.

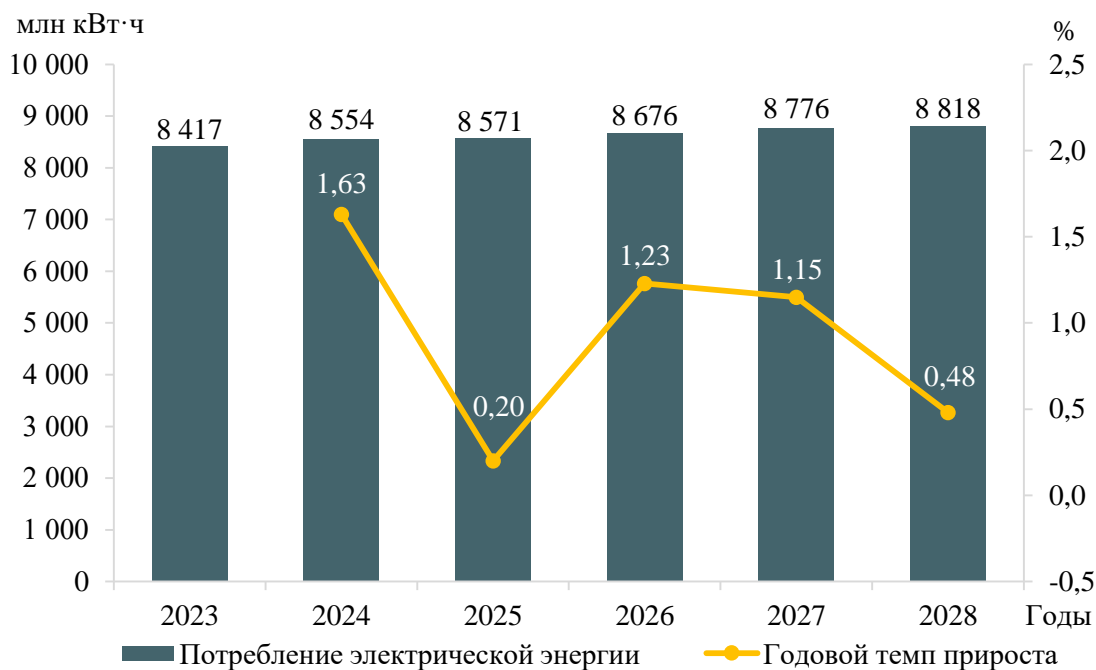


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Карелия обусловлена следующими основными факторами:

- значительным ростом потребления предприятиями информационных технологий – дата центрами, образованными на производственной площадке алюминиевого завода АО «РУСАЛ Урал» филиала «РУСАЛ Надвоицы»;
- снижением потребления комбинатом по добыче и переработке железной руды АО «Карельский окатыш»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

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

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1260	1272	1276	1290	1305	1308
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	12	4	14	15	3
Годовой темп прироста, %	–	0,95	0,31	1,10	1,16	0,23
Число часов использования максимума потребления мощности	6680	6725	6717	6726	6725	6742

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2028 году прогнозируется на уровне 1308 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,65 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 15 МВт или 1,16 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 0,23 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 54 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6742 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

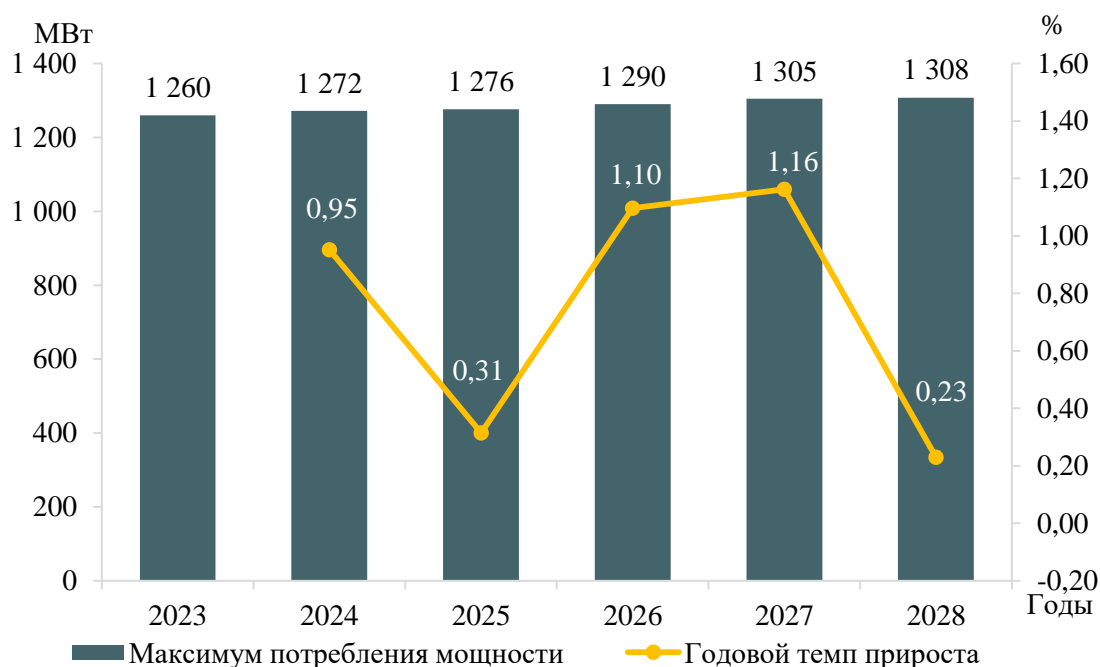


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 57,9 МВт на ГЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Карелия в период 2023–2028 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	49,8	8,1	–	–	–	–	57,9
ГЭС	49,8	8,1	–	–	–	–	57,9

В энергосистеме Республики Карелия в период 2023–2028 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 57,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2028 году составит 1152,8 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Карелия не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Карелия в период 2023–2028 годов представлена в таблице 15. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Карелия в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	1144,7	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8
ГЭС	686,7	694,8	694,8	694,8	694,8	694,8
ТЭС	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0

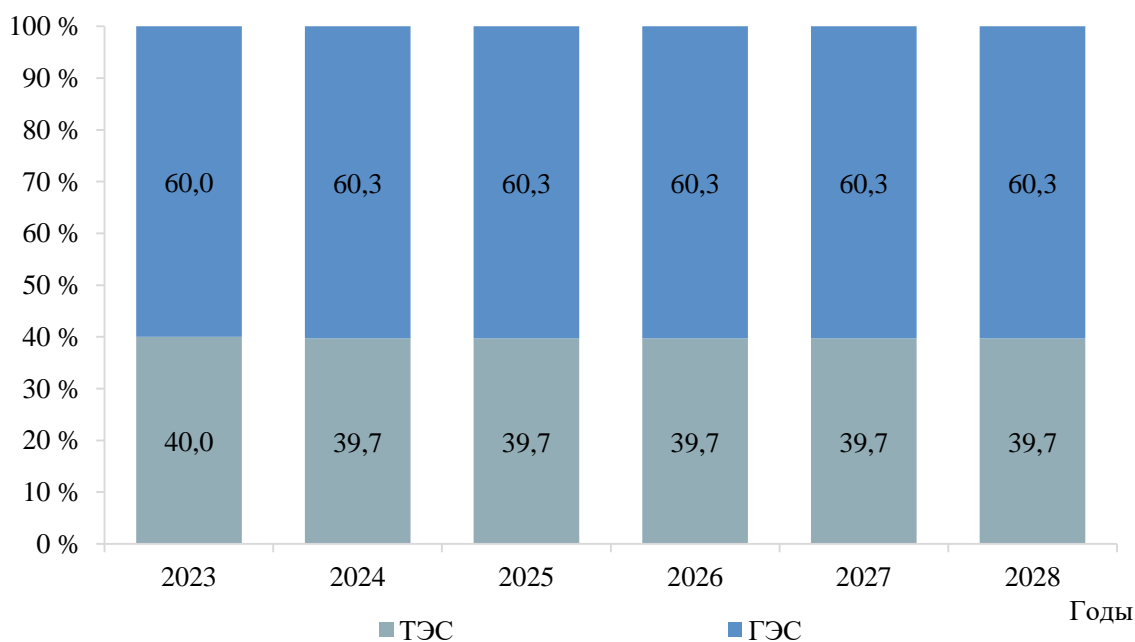


Рисунок 6 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Карелия

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Карелия 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 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) устройства АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) с действием на ОН	ПАО «Россети Северо-Запад»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Республики Карелия

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, направленных на обеспечение технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, не выявлена.

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденной СиПР ЕЭС России [2] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ПС 110 кВ Прионежская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Прионежская ориентировочной протяженностью 0,45 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,45	–	–	–	–	–	0,9	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) доработанного проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северо-Запад» на 2023–2027 годы и проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад» на 2016–2025 годы;

4) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 32@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северо-Запад» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северо-Запад», утвержденную приказом Минэнерго России от 30.11.2015 № 906, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 24.12.2021 № 33@;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [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 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 Республики Карелия, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Карелия в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Карелия оценивается в 2028 году в объеме 8818 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,87 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Карелия к 2028 году увеличится и составит 1308 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,65 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Карелия прогнозируются в 2024 году (электроэнергия) и в 2027 году (мощность), что связано со значительным ростом потребления действующим потребителем – дата центрами, образованными на производственной площадке завода АО «РУСАЛ Урал» филиала «РУСАЛ Надвоицы».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Карелия в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6680–6742 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Карелия в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 57,9 МВт на ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Карелия в 2028 году составит 1152,8 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Карелия в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Карелия.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 0,9 км, трансформаторной мощности 32 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. 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).

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 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					01.01.2022							
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Республики Карелия												
Ондская ГЭС (ГЭС-4)	ООО «ЕвроСибЭнерго-тепловая энергия»											
		1	ПЛ-577-ВБ-370	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-577-ВБ-370	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	ПЛ-577-ВБ-370	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	ПЛ-577-ВБ-370	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Маткожненская ГЭС (ГЭС-3)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-Каплан	-	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		2	ПЛ-Каплан	-	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
		3	ПЛ-Каплан	-	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		-	-		63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	
Выгостровская ГЭС (ГЭС-5)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-661-ВБ-550	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550	-	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Палакоргская ГЭС (ГЭС-7)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-661-ВБ-550	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-550	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-550	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		-	-		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Беломорская ГЭС (ГЭС-6)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-661-ВБ-550	-	9,0	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	Перемаркировка 14.10.2022
		2	ПЛ-661-ВБ-550	-	9,0	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	Перемаркировка 11.10.2022
		3	ПЛ-661-ВБ-550	-	9,0	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	Перемаркировка 14.10.2022
Установленная мощность, всего		-	-		27,0	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	
Путкинская ГЭС (ГЭС-9)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-661-ВБ-500	-	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		2	ПЛ-661-ВБ-500	-	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
		3	ПЛ-661-ВБ-500	-	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	
Установленная мощность, всего		-	-		84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	
Подужемская ГЭС (ГЭС-10)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ15/661-В-650	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		2	ПЛ15/661-В-650	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		-	-		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	

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)							
Кондопожская ГЭС (ГЭС-1)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		2	Радиально-осевая		10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	
		3	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Пальеозерская ГЭС (ГЭС-2)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Радиально-осевая		12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
		2	Радиально-осевая		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
Установленная мощность, всего		–	–		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Юшкозерская ГЭС (ГЭС-16)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ20/811-В-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ПЛ20/811-В-500		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	
Кривопорожская ГЭС (ГЭС-14)	ПАО «ТГК-1»											
		1	ПЛ-30/800-В-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	ПЛ-30/800-В-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		3	ПЛ-30/800-В-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		4	ПЛ-30/800-В-500		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
Игнойла ГЭС (ГЭС-26)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Поворотно-лопастная		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Пиени-Йоки ГЭС (ГЭС-24)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Харлу ГЭС (ГЭС-22)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Вертикальная проп.		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	Вертикальная проп.		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Суури-Йоки ГЭС (ГЭС-25)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	Горизонтальная радиально-осевая		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Питкякоски ГЭС (ГЭС-19)	ПАО «ТГК-1»											
		1	Радиально-осевая		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	

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)							
Хямекоски ГЭС (ГЭС-21)	ПАО «ТГК-1»			-								
		2	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		3	РО 12-Г-105		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		4	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
		5	Горизонтальная радиально-осевая со сдвоенными колесами		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Установленная мощность, всего		-	-		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Петрозаводская ТЭЦ	ПАО «ТГК-1»			Газ, мазут								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		-	-		280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	
ТЭЦ-2	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут								
		1	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2	ПТ-30-3,4-1		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
ТЭЦ-1	АО «Кондопожский ЦБК»			Газ, мазут								
		1	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		2	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
		3	ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Установленная мощность, всего		-	-		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ТЭЦ РК-Гранд	ООО «РК-Гранд»			Мазут, черный щелок								
		1	ПР-10-35/10/2,5		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
ТЭЦ-1	АО «Сегежский ЦБК»			Древесные отходы, мазут								
		1	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		-	-		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ-2	АО «Сегежский ЦБК»			Черный щелок								
		3	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПР-6-35/15/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	Р-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

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)								
МГЭС Ляскеля	АО «Норд Гидро»			-									
		1	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		2	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		3	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		4	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		5	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
		6	Пр30-Г-125		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Установленная мощность, всего		-	-	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8		
МГЭС Рюмякоски	АО «Норд Гидро»			-									
		1	Каплан		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Установленная мощность, всего		-	-	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
МГЭС Каллиооски	АО «Норд Гидро»			-									
		1	Kaplan S-Turbine S-18,0/SR6A		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
Установленная мощность, всего		-	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
Белопорожская ГЭС-1	ООО «НГБП»			-									
		Г-1, Г-2	Гидротурбина поворотной-лопастная (код ГТП GVIE0436)			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		-	-		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
Белопорожская ГЭС-2	ООО «НГБП»			-									
		Г-1, Г-2	Гидротурбина поворотной-лопастная (код ГТП GVIE0437)			24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		-	-		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
МГЭС «Сегозерская ГЭС»	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»			-									
		1	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		2	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE 1329)				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		-	-			8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1		

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 Республики Карелия

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПАО «Россети»	220	х	х	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	582,83	579,92
2	Республики Карелия	Республика Карелия	Создание на ПС 110 кВ Пряжа (ПС 64) устройства АОПО ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) с действием на ОН	ПАО «Россети Северо-Запад»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	9	9
3	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство ПС 110 кВ Прионежская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	640,81	601,59
4	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Прионежская ориентировочной протяженностью 0,45 км каждый	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,45	–	–	–	–	–	0,9	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

Примечания

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

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