

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЧЕЧЕНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	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 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	28
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	29
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Чеченской Республики и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	29
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	31
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	35
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 Чеченской Республики	35
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	37
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)	39
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	41
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	43
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	44
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	45

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	46
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	48
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий в развитии электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электрообеспечения и качества электрической энергии	49

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление сети
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность

ВВЕДЕНИЕ

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

- 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 перспективного прогноза 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 Чеченской Республики входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

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

– филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Чеченской Республики;

– АО «Чеченэнерго» (под управлением ПАО «Россети Северный Кавказ») – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Чеченской Республики.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Чеченской Республики

Энергосистема Чеченской Республики связана с энергосистемами:

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Северная Осетия-Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Ингушетия (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.; ВЛ 110 кВ – 3 шт.; ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Чеченской Республики

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
ООО «ТК ЮгАгроХолдинг»	55
Более 10 МВт	
ГУП «Чеченцемент»	15
Войсковая часть 6790	12

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики на 01.01.2022 составила 361,3 МВт, в том числе: ГЭС – 1,3 МВт, ТЭС – 360,0 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 Чеченской Республики, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	361,3	–	–	–	–	361,3
ГЭС	1,3	–	–	–	–	1,3
ТЭС	360,0	–	–	–	–	360,0

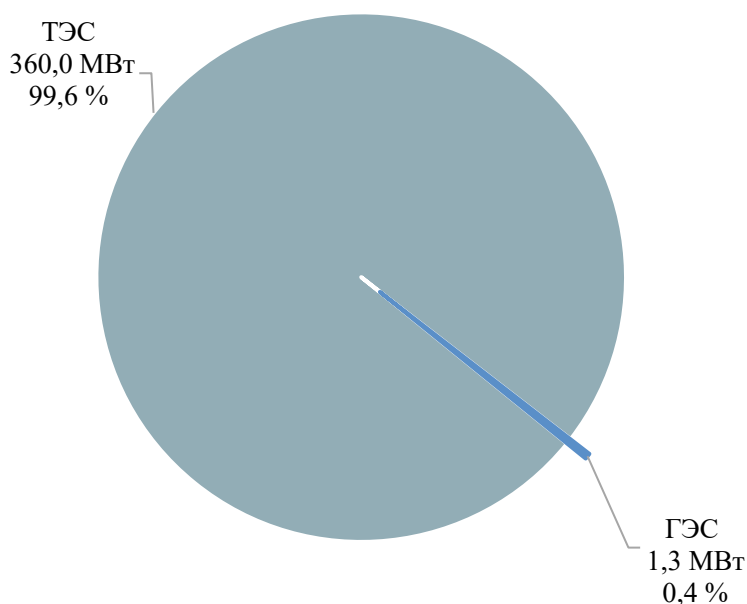


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики по состоянию на 01.01.2022

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2700	2863	3045	3066	3359
Годовой темп прироста, %	2,43	6,04	6,36	0,69	9,56
Максимум потребления мощности, МВт	473	486	531	543	567
Годовой темп прироста, %	-4,06	2,75	9,26	2,26	4,49
Число часов использования максимума потребления мощности	5708	5891	5733	5646	5920
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	10.02 20:00	14.01 18:00	08.12 17:00	31.12 13:00	22.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,6	-6,2	-0,6	-0,1	-2,7

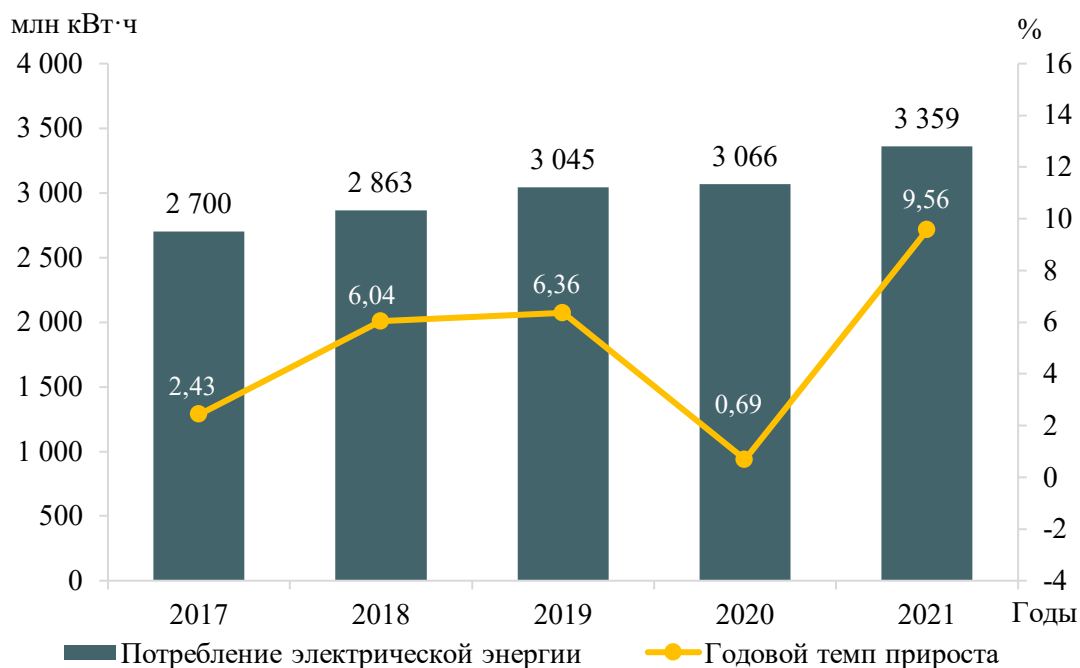


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

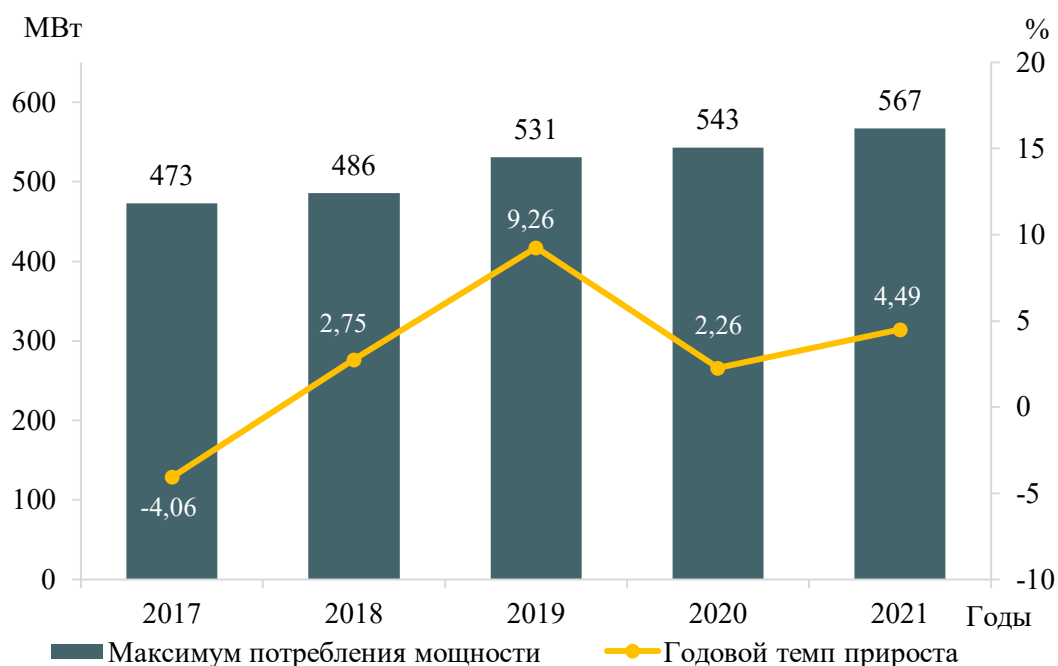


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики увеличилось на 723 млн кВт·ч и составило в 2021 году 3359 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,97 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,56 % в 2021 году, наименьший годовой прирост зафиксирован в 2020 году и составил 0,69 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики вырос на 74 МВт и составил 567 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,84 %. В рассматриваемом отчетном периоде значение максимума потребления мощности имело только одну тенденцию – роста.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,26 % в 2019 году; наибольшее снижение мощности -4,06 % в 2017 году, что было обусловлено теплой зимой по сравнению с предшествующим годом.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в строительстве;
- запуском тепличного комплекса в городе Грозный ООО «ТК ЮгАгроХолдинг»;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес – Сити с отпайкой на ПС АКХП. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-142) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Сити с отпайкой на ПС АКХП и ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая II цепь	АО «Чеченэнерго»	2018	18,52 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Курчалой	АО «Чеченэнерго»	2018	25,95 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – № 84. Образована из ВЛ 110 кВ ПС № 84 – ГРП-110 (Л-182) путем отключения от ПС 110 кВ ГРП-110 и подключением к Грозненской ТЭС	АО «Чеченэнерго»	2018	14,6 км
4	110 кВ	КВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный № 3 с отпайками. Образована из ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) путем отключения от ПС 110 кВ ГРП-110 и подключением к Грозненской ТЭС	АО «Чеченэнерго»	2018	30,8 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 I цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) путем отключения от ПС 110 кВ Холодильник и подключением к Грозненской ТЭС	АО «Чеченэнерго»	2018	4,84 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – ГРП-110 II цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайками (Л-110) путем отключения от ПС 110 кВ Холодильник и подключением к Грозненской ТЭС	АО «Чеченэнерго»	2018	4,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Северная с отпайкой на ПС Холодильник. Образована из ВЛ 110 кВ Северная – ГРП-110 с отпайкой на ПС Холодильник (Л-109) путем отключения от ПС 110 кВ ГРП-110 и подключением к Грозненской ТЭС	АО «Чеченэнерго»	2018	13,14 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес – Тяговая I цепь и ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес	АО «Чеченэнерго»	2018	6,34 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Гудермес – Гудермес-Тяговая (Л-126) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес – Тяговая I цепь и ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес	АО «Чеченэнерго»	2018	6,34 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Тяговая с отпайкой на ПС АКХП (Л-142) на ПС 110 кВ Гудермес-Сити с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ – Гудермес-Сити с отпайкой на ПС АКХП и ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-Тяговая II цепь	АО «Чеченэнерго»	2018	4,28 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Город от ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	2019	2,7 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на Грозненскую ТЭС от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-114) и изменение диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный I цепь с отпайкой на ПС Южная	АО «Чеченэнерго»	2019	6,09 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Город от ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайками с отпайкой на ПС Южная и образованием ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	2019	2,7 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на Грозненскую ТЭС от ВЛ 110 кВ Грозный – Южная (Л-115) и изменение диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Грозненская ТЭС – Грозный II цепь с отпайкой на ПС Южная	АО «Чеченэнерго»	2019	6,09 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Гудермес-Сити	АО «Чеченэнерго»	2018	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Курчалой	АО «Чеченэнерго»	2018	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Город	АО «Чеченэнерго»	2019	2×40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Гудермес	АО «Чеченэнерго»	2021	25 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 Чеченской Республики энергорайонов, характеризующиеся рисками ввода ГАО не выявлено.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	2,9
	21.06.2017	19,7
2018	19.12.2018	0,0
	20.06.2018	23,0
2019	18.12.2019	3,8
	19.06.2019	25,0
2020	16.12.2020	1,8
	17.06.2020	23,5
2021	15.12.2021	2,8
	16.06.2021	23,3

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

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

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 АО «Чеченэнерго»

По данным АО «Чеченэнерго» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Чеченской Республики

№ 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	2018	2019	2020	2021	2022	
1	ПС 110 кВ Самашки	110/35/10	Т-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1986	61	15,6	18,1	17,1	12,9	17,1	13,4	18,4	12,9	13,7	13,7	отсутствует
			Т-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	2000	61	11,3	10,1	10,3	9,4	10,3	8,5	7,9	9,4	9,9	10	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Самашки	Т-1	ТДТН-16000/110	1986	61	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	2000	61	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование 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 и 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 Самашки	2019	26,3	ПС 35 кВ Ачхой-Мартан	КФХ	10760/2020/ЧЭ/АМРЭС	21.10.2020	2023	0,120	–	10	0,012	30,48	30,48	30,48	30,48	30,48	30,48
				ПС 35 кВ Ачхой-Мартан	Физ. лицо	10889/2020/ЧЭ/АМРЭС	13.10.2020	2023	0,045	–	10	0,004						
				ПС 35 кВ Ачхой-Мартан	Физ. лицо	12810/2020/ЧЭ/АМРЭС	29.12.2020	2023	0,005	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	Физ. лицо	12828/2020/ЧЭ/АМРЭС	31.12.2020	2023	0,005	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	Физ. лицо	2617/2019/ЧЭ/АМРЭС	11.07.2019	2023	0,005	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	Физ. лицо	2623/2019/ЧЭ/АМРЭС	11.07.2019	2023	0,005	–	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой-Мартан	МБДОУ «Детский сад «Солнышко» с. Ачхой-Мартан» Ачхой-Мартановского муниципального района	3506/2019/ЧЭ/АМРЭС	03.09.2019	2023	0,040	–	10	0,004						
				ПС 110 кВ Самашки	АО «Электросвязь» в Чеченской Республике	3525/2019/ЧЭ/АМРЭС	14.10.2019	2023	0,015	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой-Мартан	Комитет Правительства Чеченской Республики по дошкольному образованию	3806/2019/ЧЭ/АМРЭС	20.12.2019	2023	0,121	–	10	0,012						

№ 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	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ 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 Самашки	АО «Электросвязь» в Чеченской Республике	3920/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	14.10.2019	2023	0,008	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой- Мартан	ООО «Путь»	4426/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	11.11.2019	2023	0,080	–	10	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Стандарт-С»	4582/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	18.11.2019	2023	0,145	–	10	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Стандарт-С»	4944/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	18.11.2019	2023	0,140	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой- Мартан	ИП Зураев Анзор Ульбыевич	5198/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	05.12.2019	2023	0,140	–	10	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	КФХ	7151/2020/ ЧЭ/АМРЭ С	26.02.2020	2023	0,080	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой- Мартан	МБДОУ «Детский сад «Рамина» с. Давыденко Ачхой- Мартановского муниципального района	7195/2020/ ЧЭ/АМРЭ С	20.02.2020	2023	0,120	–	10	0,012						
				ПС 35 кВ Ачхой- Мартан	ИП Джамулаев Магомед Башачукович	7204/2020/ ЧЭ/АМРЭ С	04.03.2020	2023	0,012	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ГБУ «Республиканская психиатрическая больница»	844/2019/ ЧЭ/АМРЭ С	01.04.2019	2023	0,130	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ачхой- Мартан	Управление федеральной службы безопасности России по ЧР	190	11.03.2014	2023	0,070	–	10	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Стандарт-С»	4513	03.07.2017	2023	0,145	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Стандарт-С»	4517	03.07.2017	2023	0,025	–	0,4	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Стандарт-С»	4518	03.07.2017	2023	0,025	–	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Ассиновская	Филиал ФГУП «РТРС» «РТПЦ Чеченской Республики»	8842/2020/ ЧЭ/АМРЭ С	22.04.2020	2023	0,041	–	10	0,001						
				ПС 35 кВ Ассиновская	ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	6895	05.09.2018	2023	0,041	–	10	0,001						
				ПС 110 кВ Самашки	ООО «Чеченские минеральные воды»	ТП № 32/2015	04.02.2015	2022	4,500	–	10	2,250						

№ 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	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ 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 Самашки	Военный городок «Серноводский»	ТП №22870/2 022/ЧЭ/А МРЭС (договор на стадии согласо- вания)	15.08.2022	2022	3,642	—	10	1,457						

ПС 110 кВ Самашки.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 26,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора мощностью загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 172 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955.

Согласно актуальным данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 24.11.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/3763) отсутствует возможность перевода части нагрузки на смежные центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,705 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,178 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,48 МВА. Таким образом, в ПАР отключения трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 199 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

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].

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,3 + 4,178 + 0 - 0 = 30,48 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,48 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-сметной документации по реконструкции ПС 110 кВ Самашки в рамках программы

модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций Чеченской Республики по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

2.2.3.1 АО «Чеченэнерго»

В рамках сбора исходных данных от АО «Чеченэнерго» получены предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, при этом не были предоставлены обосновывающие материалы. В перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России данные мероприятия в соответствии с указанными предложениями не включаются.

ВЛ 110 кВ Цемзавод – Горец.

Согласно данным АО «Чеченэнерго» электроснабжение ПС 110 кВ Горец осуществляется по тупиковой схеме от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105). ПС 110 кВ Горец обеспечивает электроснабжение сельскохозяйственных и коммунальных потребителей г. Урус-Мартан и Урус-Мартановского района Чеченской Республики в количестве 130 679 человек. При аварийном отключении или перед выводом в ремонт ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Горец (Л-105) отсутствует возможность перевода электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Горец на другие центры питания по сети 10 кВ, что приводит к продолжительному отключению потребителей г. Урус-Мартан и Урус-Мартановского района (60 247 человек, 59 СЗО). Также отсутствует возможность обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категории.

На основании вышеизложенного АО «Чеченэнерго» предлагает строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Цемзавод – Горец протяженностью 20 км. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения потребителей г. Урус-Мартан и Урус-Мартановского района Чеченской Республики.

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 Гудермес.**

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 30,7 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 192 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-2 составляет 1,15 (Т-2 $S_{\text{ном}}$ = 16 МВА, 1973 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,28 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,98 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 194 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Гудермес с заменой существующего трансформатора 16 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 77,5 % от $S_{\text{ном}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ (125 %) при ТНВ 0 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Гудермес с заменой существующего трансформатора 16 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

Согласно информации АО «Чеченэнерго» (письмо в адрес Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ от 08.07.2021 № МР8/ЧечЭ/01-00/1421) установленный в рамках ликвидации технологического нарушения в 2021 году на ПС 110 кВ Гудермес трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА находится в аренде, предоставлен во временное пользование и подлежит возврату филиалу ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Каббалкэнерго» после завершения реконструкции ПС 110 кВ Гудермес по проектной схеме.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-сметной документации по техническому перевооружению ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА в рамках программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Горец.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 37,6 МВА. В ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора 150 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,955 ($S_{ном} = 25$ МВА, 1972 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,46 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,514 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 38,11 МВА. Таким образом в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 152 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{ддн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Горец с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый, в ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{ддн}$ (117,5 %) при ТНВ +25 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Горец с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-сметной документации по реконструкции ПС 110кВ Горец в рамках программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ищерская.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на новый трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА (без увеличения мощности).

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 21,4 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 134 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{днн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-1 составляет 0,955 (Т-1 $S_{ном}$ = 16 МВА, 1968 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) существует возможность перевода части нагрузки в объеме до 5 МВт (5,56 МВА) на смежные центры питания (ПС 110 кВ Наурская).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,16 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,0 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 100 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{днн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Ищерская с заменой существующего трансформатора Т-1 16 МВА (находящегося в эксплуатации более 30 лет) на новый силовой трансформатор мощностью 16 МВА в ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 100 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{днн}$ (117,5 %) при ТНВ +25 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Ищерская с заменой существующего трансформатора Т-1 16 МВА (находящегося в эксплуатации более 30 лет) на новый силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-

сметной документации по реконструкции ПС 110 кВ Ищерская в рамках программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ойсунгур.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 29,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора 117 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$ Т-2, но не превышает $S_{длн}$ Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +23,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185 (Т-1, $S_{ном} = 25$ МВА, 2009 года выпуска) и 0,973 (Т-2, $S_{ном} = 25$ МВА, 1976 года выпуска). До 2018 года на подстанции находился в работе также трансформатор Т-3 мощностью 16 МВА (в настоящее время трансформатор демонтирован).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,87 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,17 МВА. Таким образом в ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый в ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 75 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{длн}$ (118,5 %) при ТНВ +23,3 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью большей мощности не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-сметной документации по реконструкции ПС 110 кВ Ойсунгур в рамках программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Червленая.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Червленая с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 9,2 МВА. В ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора 146 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13 ($S_{ном} = 6,3$ МВА, 1984 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,16 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,36 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Червленая с заменой существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый в ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 93,6 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{длн}$ (125 %) при ТНВ +2,8 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Червленая с заменой существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Червленая не предусмотрены.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шали.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Шали с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 35,1 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 219 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +23,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,973 (Т-1, $S_{ном} = 16$ МВА, 1965 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,4 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 38,5 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 241 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{длн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ Шали с заменой существующего трансформатора 16 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 96 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{длн}$ (118,5 %) при ТНВ +23,3 °С.

Мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Шали с заменой существующих трансформаторов 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый предусмотрено утвержденными ТУ на ТП № 724 от 04.08.2017 с изменениями от 08.11.2018, от 21.05.2021 и от 10.02.2022, договор ТП № 58/2018 от 25.01.2018 (ООО «Шали-Сити») и утвержденными ТУ на ТП № 725 от 04.08.2017, договор ТП № 03/2018 от 11.01.2018 (Чеченская региональная благотворительная общественная организация «Гордость Чечни»). Срок реализации в 2022 году.

Согласно информации АО «Чеченэнерго» (письмо в адрес Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ от 19.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1167) установленный в рамках ликвидации технологического нарушения в 2020 году на ПС 110 кВ Шали трансформатор Т-2 мощностью 40 МВА находится в аренде, предоставлен во временное пользование и подлежит возврату филиалу ПАО «Россети» – МЭС Юга после завершения реконструкции ПС 110 кВ Шали по проектной схеме.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА для технологического присоединения к сетям АО «Чеченэнерго» (договор № 03/2018 от 11.01.2018 Чеченская региональная благотворительная общественная организация «Гордость Чечни»; № 58/2018 от 25.01.2018 ПР от 27.12.2017; ДС от 31.05.2021 № 1 ООО «Шали-Сити»)» со сроком реализации в 2024 году.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ГРП-110.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 34,1 МВА. В ПАР отключения трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора 136 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +23,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185 ($S_{ном} = 25$ МВА, Т-1 2014 года выпуска, Т-2 2004 года выпуска).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,23 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 35,3 МВА. Таким образом в ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 141 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{ддн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый в ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{ддн}$ (118,5 %) при ТНВ +23,3 °С.

Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

В инвестиционной программе АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ предусмотрено мероприятие: «Проведение предпроектного обследования и разработка проектно-сметной документации по реконструкции ПС 110 кВ ГРП-110 в рамках программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020–2024 годы».

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Чеченэнерго».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Аргунская ТЭЦ.

В СиПР Чеченской Республики [3] рекомендовано выполнить реконструкцию Аргунской ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 23,9 МВА. В ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора 149 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{днн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175 ($S_{ном} = 16$ МВА, находятся в эксплуатации менее 30 лет).

Согласно данным АО «Чеченэнерго» (письмо от 25.04.2022 № МР8/ЧечЭ/01-00/1233) отсутствует возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,06 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 24,96 МВА. Таким образом в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{днн}$.

Согласно данным СиПР Чеченской Республики [3] в случае реализации техперевооружения Аргунской ТЭЦ с заменой существующих трансформаторов 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99,8 % от $S_{ном}$, что не превышает $S_{днн}$ (117,5 %) при температуре +25 °С.

Мероприятия по реконструкции Аргунской ТЭЦ с заменой существующих трансформаторов 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров на технологическое присоединение.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Инкомстрой».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] 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 Чеченской Республики и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Чеченской Республики до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 10 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Чеченской Республики.

Таблица 10 – 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 10 МВт							
1	Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	0,0	13,0	110	2023	ПС 110 кВ Тепличная
2	Всесезонный туристско- рекреационный комплекс «Ведучи»	АО «Курорты Северного Кавказа»	7,0	3,0	110	2023	ПС 110 кВ Ведучи

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики на период 2023–2028 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	3546	3676	3695	3721	3749	3786
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	130	19	26	28	37
Годовой темп прироста, %	–	3,67	0,52	0,70	0,75	0,99

Потребление электрической энергии по энергосистеме Чеченской Республики прогнозируется на уровне 3786 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,72 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 130 млн кВт·ч или 3,67 %, наименьший прирост ожидается в 2025 году и составит 19 млн кВт·ч или 0,52 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 10.

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

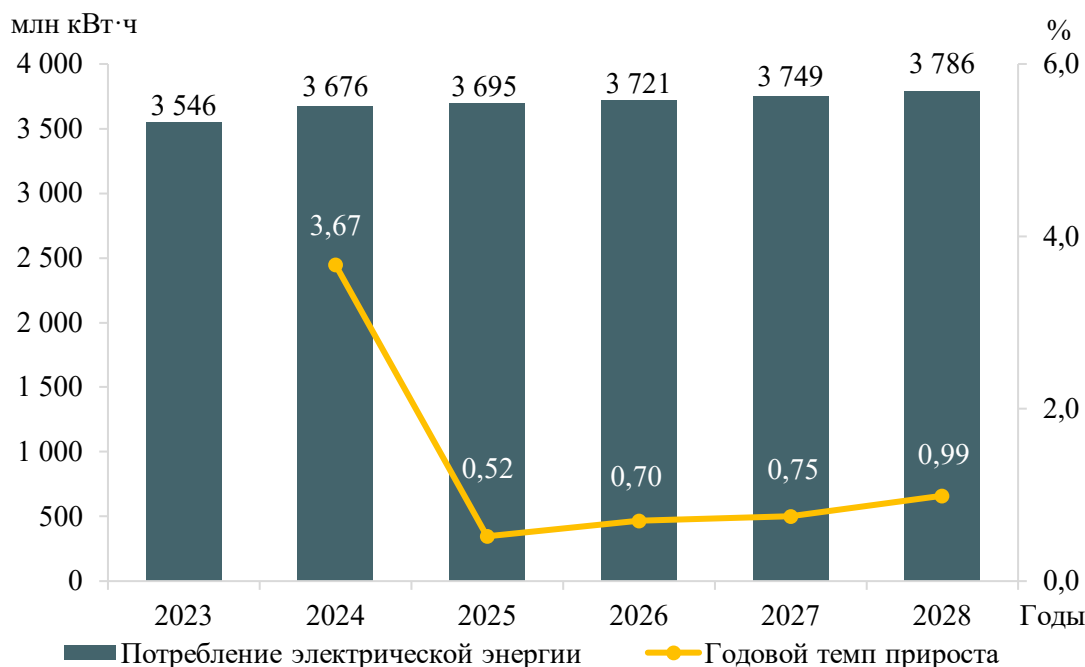


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличением объемов жилищного строительства и социальных объектов;
- развитием туристической сферы.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	622	626	631	636	640	645
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	4	5	5	4	5
Годовой темп прироста, %	–	0,64	0,80	0,79	0,63	0,78
Число часов использования максимума потребления мощности	5701	5872	5856	5851	5858	5870

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2028 году прогнозируется на уровне 645 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,86 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 5 МВт или 0,80 %, что обусловлено развитием туристической отрасли; наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 4 МВт или 0,63 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в целом в прогнозный период останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5870 час/год. Разуплотнённый режим электропотребления обусловлен наличием большой доли домашних хозяйств и сферы услуг (свыше 55 %) в общем потреблении энергосистемы, которая сохранится и на перспективу.

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

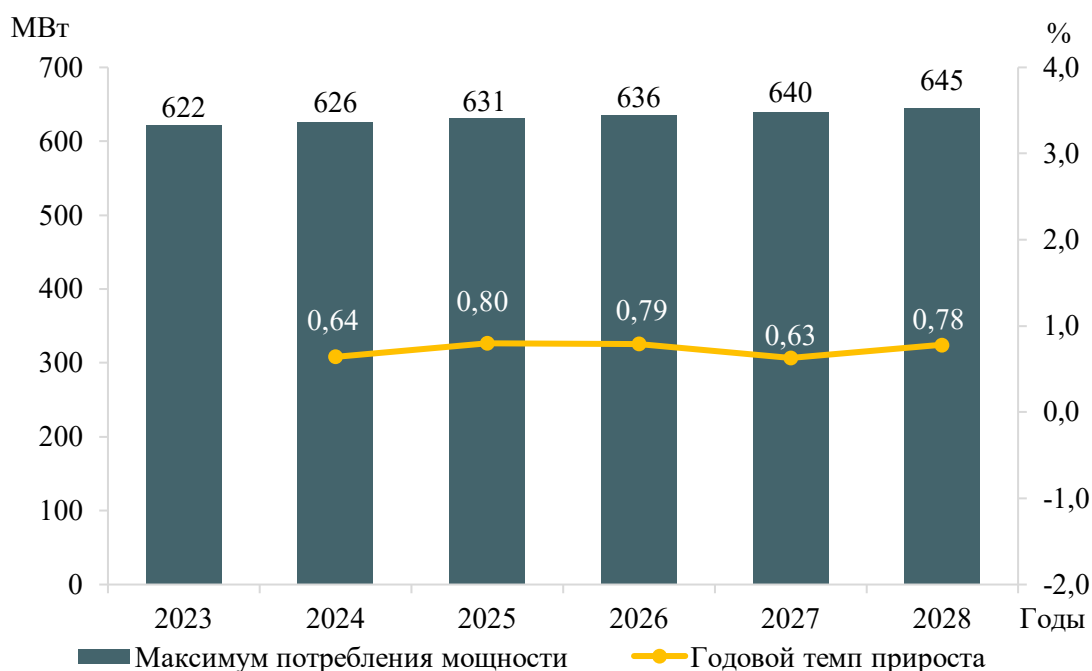


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 58 МВт, в том числе: на ГЭС – 33 МВт, на ВИЭ – 25 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Чеченской Республики в период 2023–2028 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Чеченской Республики	–	–	35,0	–	–	23,0	58,0
ГЭС	–	–	10,0	–	–	23,0	33,0
ВИЭ – всего	–	–	25,0	–	–	–	25,0
СЭС	–	–	25,0	–	–	–	25,0

В энергосистеме Чеченской Республики в период 2023–2028 годов на малых ГЭС предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей в объеме 33 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство СЭС в объеме 25 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Чеченской Республики в

2028 году составит 424,3 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Чеченской Республики по сравнению с 2021 годом снизится доля ТЭС с 99,6 % до 84,8 %. Доля ГЭС возрастет с 0,4 % в 2021 году до 8,1 % в 2028 году. Доля ВИЭ (СЭС) в 2028 году составит 7,1 %.

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

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Чеченской Республики	366,3	366,3	401,3	401,3	401,3	424,3
ГЭС	1,3	1,3	11,3	11,3	11,3	34,3
ТЭС	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
ВИЭ – всего	5,0	5,0	30,0	30,0	30,0	30,0
СЭС	5,0	5,0	30,0	30,0	30,0	30,0

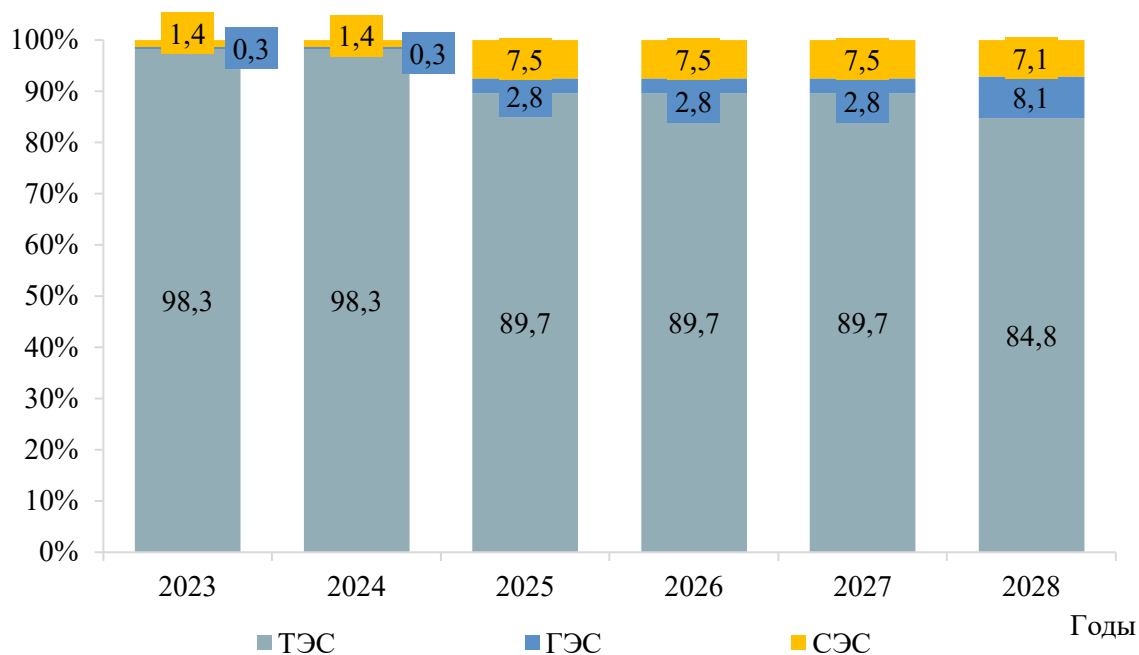


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Чеченской Республики

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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

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

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

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»	32,15	13
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ГРП-110 – Октябрьская с отпайкой на ПС Черноречье (Л-137) на ПС 330 кВ Грозный ориентировочной протяженностью 6 км с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 II цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	110	км	6	–	–	–	–	–	6	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Чеченэнерго»	АО «Чеченэнерго»	87,758	6
3	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Шали-Сити»	ООО «Шали-Сити»	–	1,386
4	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с установкой силового трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Денильханов И.-М. М.	ИП Денильханов И.-М. М.	–	0,95
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 с отпайкой на ПС Черноречье (Л-136) на ПС 110 кВ Октябрьская ориентировочной протяженностью 0,5 км с образованием новой ВЛ 110 кВ Грозный – ГРП-110 I цепь с отпайками	АО «Чеченэнерго»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	0,5				
6	Строительство ПС 110 кВ Ведучи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Ведучи» АО «Курорты Северного Кавказа»	Всесезонный туристско-рекреационный комплекс «Ведучи» АО «Курорты Северного Кавказа»	–	10
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Цемзавод до ПС 110 кВ Ведучи ориентировочной протяженностью 70 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	2×70	–	–	–	–	–	140				
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Аргунская ТЭЦ –Шали (Л-162) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,5 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	12,5				
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ (Л-125) с увеличением пропускной способности на участке протяженностью 12,8 км	АО «Чеченэнерго»	110	км	12,8	–	–	–	–	–	12,8				

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Червленая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция Аргунской ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Инкомстрой»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	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)

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 17).

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 18 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [5].

Таблица 18 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС с трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	110	МВА	–	–	–	–	–	1×32	32	Нихалойская ГЭС	ПАО «РусГидро»	23,0
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод - Ведучи до РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС ориентировочной протяженностью 5,6 км	110	км	–	–	–	–	–	1×5,6	5,6			

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 Чеченской Республики, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго» на 2016–2022 годы. Материалы размещены 27.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 16@ инвестиционной программы АО «Чеченэнерго» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Чеченэнерго», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2016 № 1384, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 28@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [6]).

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 Чеченской Республики, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Чеченской Республики 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 Чеченской Республики оценивается в 2028 году в объеме 3786 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,72 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики к 2028 году увеличится и составит 645 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,86 %.

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

- увеличением объемов жилищного строительства и социальных объектов;
- развитием туристической сферы.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Чеченской Республики в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 5870 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Чеченской Республики в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 33 МВт на малых ГЭС, на 25 МВт на СЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики в 2028 году составит 424,3 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 152,1 км, трансформаторной мощности 650 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. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2023–2027 годы : утверждена Распоряжением Главы Чеченской Республики от 29 апреля 2022 г. № 73-рг «Об утверждении Схемы и программы развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <https://minpromchr.ru/investment/development-program> (дата обращения: 28.09.2022).

4. 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).

5. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

6. 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 Чеченской Республики												
Малая ГЭС «Кокадой» р. Аргун	ГУП «Чеченская генерирующая компания»			–								
		1	SH 125.264/28g		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	
Грозненская ТЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ								
		1	SGT5-PFC 2000E		176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	
		2	SGT5-PFC 2000E		184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	
Башенная МГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1-2	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1772)					10,0	10,0	10,0	10,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					10,0	10,0	10,0	10,0	
Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»			–								
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)					25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					25,0	25,0	25,0	25,0	
Нихалойская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)								11,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)								11,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–								23,0	
Наурская СЭС	ООО «Хевел РГ»			–								
		1	ФЭСМ			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	Присоединение 01.02.2022
Установленная мощность, всего		–	–			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ 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	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
2	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
3	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
4	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	101,52	101,52
5	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56

№ 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				
6	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Червленная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	155,03	155,03
7	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	244,26	244,26
8	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ ГРП-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	117,23	117,23
9	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция Аргунской ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Инкомстрой»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				

Примечания

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

2 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, 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.