

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

КАБАРДИНО-БАЛКАРСКАЯ РЕСПУБЛИКА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
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.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
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).....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	13
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	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	17
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	25
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	25
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	25
2.3.3 Перечень планов, предусмотренных в рамках 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	31
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	32
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	32
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	34
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	35
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	38
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	38
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 Кабардино-Балкарской Республики.....	38
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	40
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)	42
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	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	46
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	47
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	49
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	51
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	53

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИП	–	инвестиционный проект
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПД	–	проектная документация
ПС	–	(электрическая) подстанция
РД	–	рабочая документация
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
сек.; сш	–	секция шин
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
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция

УНЦ	— укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЭЭ	— электрическая энергия
$S_{\text{ддн}}$	— длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	— номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	— номинальное напряжение
ΔW	— значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской Республики;

– филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Каббалкэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4-6(10)-35-110 кВ на территории Кабардино-Балкарской Республики.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики связана с энергосистемами:

– Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Республики Северная Осетия – Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 1 МВт	
ООО «Гласс Технолоджис»	2,1
ЗАО «Эрпак»	2,0
ОАО «Гидрометаллург»	1,2

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики на 01.01.2022 составила 220,1 МВт, в том числе: ГЭС – 198,1 МВт, ТЭС – 22,0 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 Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	220,1	–	–	–	–	220,1
ГЭС	198,1	–	–	–	–	198,1
ТЭС	22,0	–	–	–	–	22,0

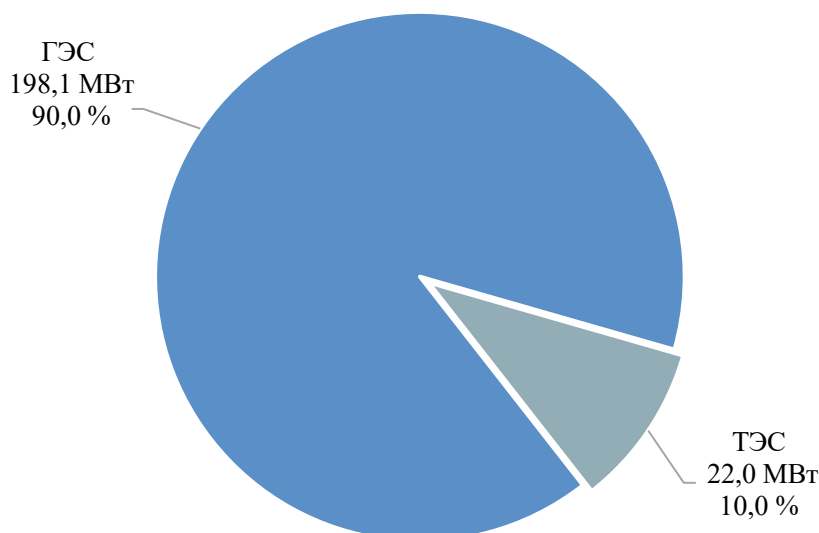


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики по состоянию на 01.01.2022

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 Кабардино-Балкарской Республики приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1691	1676	1677	1719	1775
Годовой темп прироста, %	0,71	-0,89	0,06	2,50	3,26
Максимум потребления мощности, МВт	297	303	297	305	292
Годовой темп прироста, %	-1,98	2,02	-1,98	2,69	-4,26
Число часов использования максимума потребления мощности	5694	5531	5646	5636	6070
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	09.02 19:00	16.01 18:00	21.11 12:00	08.12 17:00	24.12 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-8,8	-3,1	-2,4	-3,5	-9,9

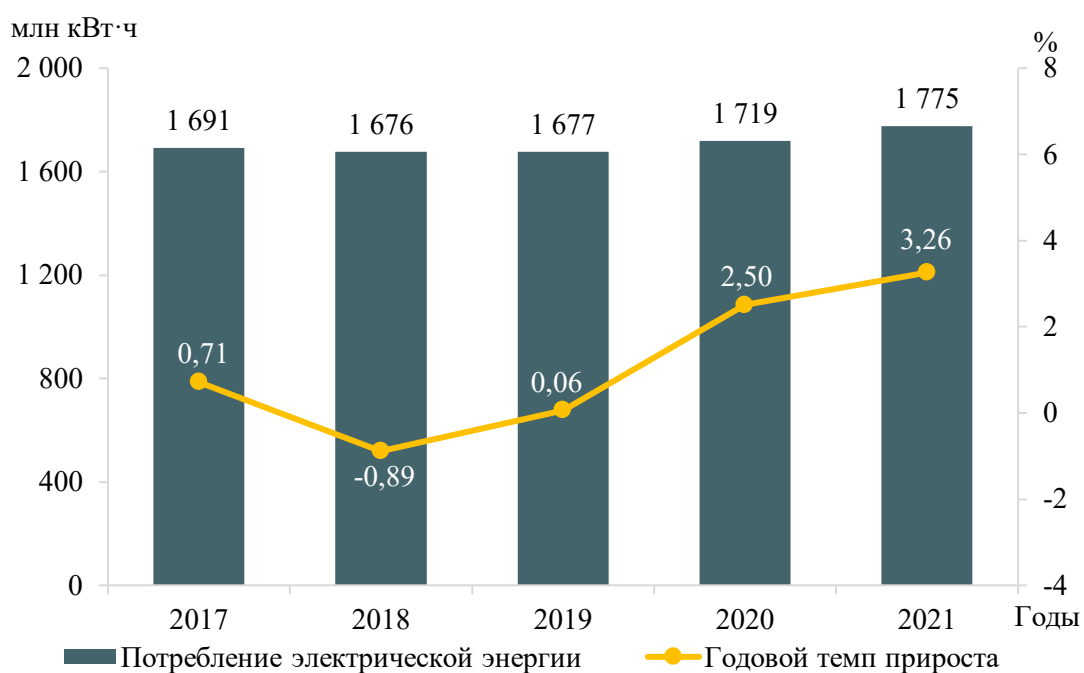


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

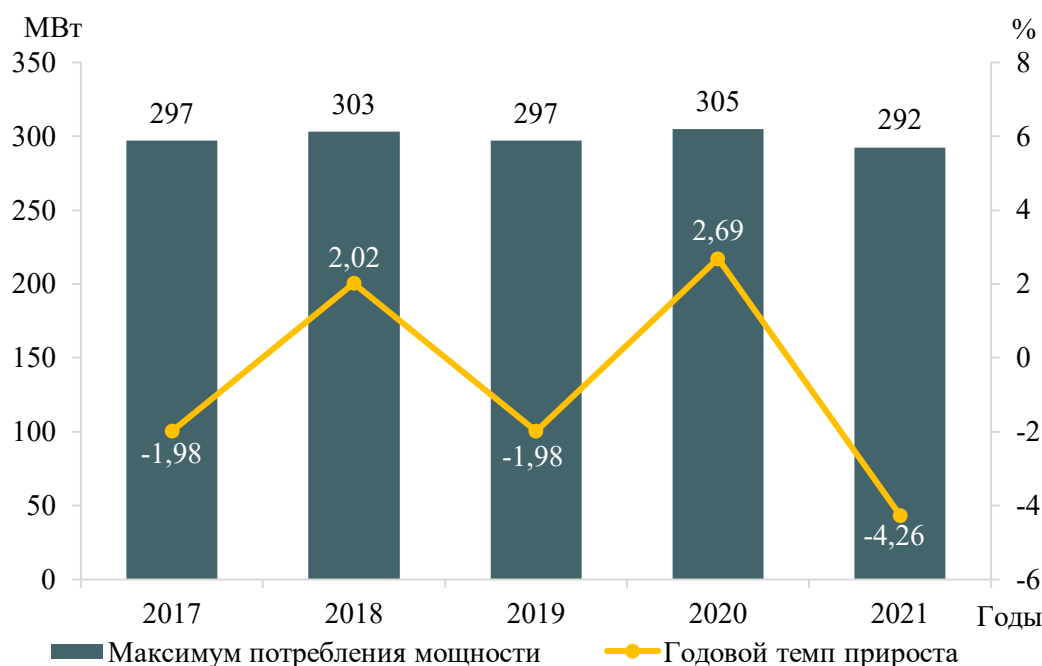


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики увеличилось на 96 млн кВт·ч и составило в 2021 году 1775 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,12 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,26 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2018 году и составило -0,89 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики снизился на 11 МВт и составил 292 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,74 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,69 % в 2020 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер к концу. Наибольшее годовое снижение мощности -4,26 % в 2021 году. Характерной чертой изменения максимума потребления мощности является колебания его значения около уровня в 300 МВт.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- 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 трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики приведен в таблице 4.

Таблица 4 – 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	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кашхатау	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2020	16 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 Кабардино-Балкарской 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 5 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 5 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	3,2
	21.06.2017	19,2
2018	19.12.2018	-0,9
	20.06.2018	23,0
2019	18.12.2019	4,7
	19.06.2019	26,5
2020	16.12.2020	1,6
	17.06.2020	22,7
2021	15.12.2021	3,2
	16.06.2021	24,5

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

– для 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 ПАО «Россети Северный Кавказ»

По данным ПАО «Россети Северный Кавказ» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 6 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 7 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 8 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Данные о величине допустимой длительной перегрузки трансформаторов не предоставлены, величины допустимой длительной перегрузки трансформаторов рассчитаны на основании данных о сроке службе трансформаторов, ИТС трансформаторов в соответствии с методикой, приведенной в Приказе Минэнерго России № 81 [2].

Также в разделе актуализирован анализ загрузки центров питания, рекомендованных к реконструкции с увеличением трансформаторной мощности в СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3].

Таблица 6 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Водозабор	110	Т-1	ТМН-6300/110/6	110/6	6,3	1982	56	1,9	2,28	2,34	2,62	2,22	5,47	1,94	2,45	2,82	6,23	0
			Т-2	ТМН-6300/110/6	110/6	6,3	1982	54	3,3	3,16	3,40	3,50	3,27	0,00	3,75	3,61	2,61	0,00	

Таблица 7 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период¹⁾

№ 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 Водозабор	Т-1	ТМН-6300/110/6	1982	56	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/6	1982	54	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82

Примечание – ¹⁾ Данные о допустимой длительной перегрузки не предоставлены, величины допустимой длительной перегрузки рассчитаны на основании данных о сроке службе, ИТС в соответствии с методикой, приведенной в Приказе Минэнерго России № 81 [2].

Таблица 8 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ 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 Водозабор	2021	6,23	ПС 110 кВ Водозабор	АНО «Инновационные Аграрные Технологии»	11062/2021	05.02.2021	2022	0,120	0	0,4	0,012	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	11264/2021	12.03.2021	2022	0,060	0	0,4	0,006						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Гилясов Батыр Мусарбиевич	11402/2021	21.04.2021	2022	0,066	0	0,4	0,006						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «АБЗ БЕТОН-ГРУПП»	11588/2021	01.04.2021	2022	0,500	0	6	0,050						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «АБЗ БЕТОН-ГРУПП»	11804/2021	29.04.2021	2022	0,500	0	6	0,050						
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	12626/2021	13.07.2021	2022	0,004	0	0,4	0,0004						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «Парник»	33497/2021	18.08.2021	2022	0,250	0	6	0,025						
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	35452/2022	25.02.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Карданов Хасан Сафарбиевич	36575/2022	30.06.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	36781/2022	25.07.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	37127/2022	30.08.2022	2022	0,007	0	0,4	0,0007						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Шогенов Вячеслав Мусалимович	8689/2020	15.04.2020	2022	0,025	0	0,4	0,002						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «Алмадар»	10352/2021	10.03.2021	2022	0,650	0	6	0,065						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Карданов Азамат Жабраилович	34164/2021	27.10.2021	2022	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Килов Сафарбий Александрович	34832/2021	01.06.2022	2022	0,006	0	0,4	0,0006						
				ПС 110 кВ Водозабор	ИП Каскулов Руслан Хасанбиевич	35875/2022	22.04.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «Агро-Юг»	36451/2022	16.06.2022	2022	0,149	0	0,4	0,0149						
				ПС 110 кВ Водозабор	Физ. лицо	36649/2022	26.08.2022	2022	0,015	0	0,4	0,0015						

ПС 110 кВ Водозабор.

Согласно данным в таблицах 6, 7, а также уточненным данным предоставленным ПАО «Россети Северный Кавказ» фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 6,2 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 24,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,960 (Т-1, Т-2 $S_{\text{ном}} = 6,3$ МВА, 1982 года выпуска, ИТС Т-1 – 56, ИТС Т-2 – 54).

Согласно предоставленной информации, возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,268 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 6,5 МВА. Таким образом в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор ниже уровня ДДН отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора на ПС 110 кВ Водозабор расчетный объем ГАО составит 0,4 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,2 + 0,268 + 0 - 0 = 6,5 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,5 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] содержится мероприятие «Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на два новых силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА» по техническому состоянию со сроком реализации в 2023 году. В ИПР ПАО «Россети Северный Кавказ» также включено мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов без увеличения номинальной мощности в соответствии с ЗП, ПД и РД по реконструкции объекта со сроком реализации в 2028 году.

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 Кабардино-Балкарской 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 ПАО «Россети Северный Кавказ»

В рамках направления исходных данных ПАО «Россети Северный Кавказ» представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 9. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Таблица 9 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Л-85, Л-89	18000,0	ВЛ	110	3	24	–	0,4	0,61	–	–	–	–	3,5	нет	нет
2	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Екатериноградская (Л-89)	599,9	ВЛ	110	3	0,008	–					–	–		нет	нет
3	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Л-85, Л-89	18000,0	ВЛ	110	3	24	–	0,8	0,315	–	–	–	–	16,2	нет	нет
4	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2-Майская (Л-85), ВЛ 110 кВ Прохладная-2-Прохладная-Тяговая (Л-86), ВЛ 110 кВ Прохладная-2-Прохладная-1 (Л-88), ВЛ 110 кВ Прохладная-2-Нальчик-110 (Л-99), ПС 110 кВ Майская, ПС 110 кВ Котляревская, ПС 110 кВ Верхний Акбаш, ПС 110 кВ Терек-2, ПС 110 кВ Муртазово-Тяговая, ПС 35 кВ Новоивановская, ПС 35 кВ Красная Нива, ПС 35 кВ Александровская, ПС 35 кВ Терек-1, ПС 35 кВ ЗАИ, ПС 35 кВ Пенькозавод, ПС 35 кВ Терекская	15999,3	ВЛ	110	3	23,992	–					–	–		нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
5	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2- Майская (Л-85), ПС 110 кВ Терек-2, ПС 110 кВ Майская, ПС 110 кВ Котляревская, ПС 110 кВ Верхний Акбаш, ПС 110 кВ Муртазово-Тяговая, ПС 35 кВ Новоивановская , ПС 35 кВ Терекская, ПС 35 кВ Пенькозавод, ПС 35 кВ Красная Нива, ПС 35 кВ Александровская, ПС 35 кВ ЗАИ, ПС 35 кВ Терек-1, ПС 35 кВ Акбаш-35, ПС 35 кВ Нижний Курп, ПС 35 кВ Верхний Курп	14000,0	ВЛ	110	3	23,992	—					—	—		нет	нет
6	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2- Майская (Л-85), ПС 110 кВ Майская, ПС 35 кВ ЗАИ, ПС 110 кВ Котляревская, ПС 35 кВ Новоивановская , ПС 35 кВ Красная Нива, ПС 35 кВ Терекская, ПС 35 кВ Верхний Курп, ПС 35 кВ Акбаш-35, ПС 35 кВ Александровская, ПС 35 кВ Пенькозавод, ПС 35 кВ Терек-1, ПС 110 кВ Верхний Акбаш, ПС 110 кВ Муртазово-Тяговая, ПС 35 кВ Нижний Курп, ПС 110 кВ Терек-2	17333,3	ВЛ	110	3	23,992	—					—	—		нет	нет
7	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ Кызбурун - Чегем-П(Л-6)	2144,8	ВЛ	110	3	13,039	—	0,6	0,18	—	—	—	—	2,71	нет	нет
8	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ Кызбурун - Чегем-П(Л-6)	3217,2	ВЛ	110	3	13,039	—					—	—		нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
9	Баксанская ГЭС	ВЛ-110 кВ Кызбурун - Чегем-II(Л-6)	7998,3	ВЛ	110	3	13,039	–					–	–		нет	нет
10	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2- Прохладная Тяговая (Л-86)	6600,6	ВЛ	110	3	6,897	–	0,4	0,23	–	–	–	–	2,86	нет	нет
11	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Прохладная-2- Прохладная Тяговая (Л-86)	3961,6	ВЛ	110	3	6,897	–					–	–		нет	нет
12	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ Баксан- 330-Гунделен (Л-173)	4846,5	ВЛ	110	3	15,869	–	0,4	0,38	–	–	–	–	2,7	нет	нет
13	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ Баксан- 330-Гунделен (Л-173)	1894,5	ВЛ	110	3	15,869	–					–	–		нет	нет
14	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ Л-181 ЦРУ-Адыл-Су, ПС 110 кВ Адыл-Су, ПС 110 кВ Соцгород, ПС 35 кВ Чалмас, ПС 35 кВ Терскол, ПС 35 кВ Чегет, ПС 35 кВ Джайлык	3001,2	ВЛ	110	3	32,558	–	0,4	2,64	–	–	–	–	20,01	нет	нет
15	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ Л-181 ЦРУ-Адыл-Су с отпайкой Соц. Город, ПС 110 кВ Соцгород, ПС 35 кВ Чалмас, ПС 35 кВ Терскол	1800,0	ВЛ	110	3	32,558						–	–		нет	нет
16	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ Л-182 ЦРУ-Адыл-Су, ПС 110 кВ Адыл-Су, ПС 110 кВ Нейтрино, ПС 35 кВ Чегет, ПС 35 кВ Джайлык	2000,0	ВЛ	110	3	32,558		0,4	2,68	–	–	–	–	0,5	нет	нет
17	ПС 330 кВ Баксан	ВЛ 110 кВ ЦРУ- Адыл-Су (Л-182), ПС 110 Нейтрино, ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет, ПС 110 кВ Адыл-Су	3000,0	ВЛ	110	3	32,558	–					–	–		нет	нет
18	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Л-87 Нарткала- Прохладная-1, I СШ ПС 110 кВ Прохладная-1	2000,0	ВЛ	110	3	33,794	–	0,4	0,09	–	–	–	–	0,283	нет	нет
19	ПС 330 кВ Прохладная-2	ВЛ 110 кВ Л-87 Нарткала- Прохладная-1, I СШ ПС 110 кВ Прохладная-1, I СШ ПС 110 кВ Нарткала	1500,0	ВЛ	110	3	33,794	–					–	–		нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
20	ПС 110 кВ Малка	ВЛ 110 кВ Малка - Каменноостская Л- 172	800,7	ВЛ	110	3	31,639	–	0,2	0,48	–	–	–	–	0,39	нет	нет
21	ПС 330 кВ Прохладная-2	ПС 110 кВ Герменчик	3000,0	ВЛ	110	3	21,67	–	0,2	10,4	–	–	–	–	31,15	нет	нет
22	ПС 330 кВ Баксан	ПС 35 кВ Баксан, ПС 35 кВ Крем- Константиновская, ПС 35 кВ Баксаненок	3000,0	ВЛ	110	3	10,06	–	0,2	0,1	–	–	–	–	0,3	нет	нет
23	ПС 110 кВ Старый Лескен	ВЛ 110 кВ Ст.Лескен-Псыгансу (Л-10), ВЛ 110 кВ Зарагижская ГЭС- Псыгансу, ПС 110 кВ Псыгансу	1200,0	ВЛ	110	3	16,526	–	0,2	0,27	–	–	–	–	0,32	нет	нет
24	Баксанская ГЭС	ВЛ 110 кВ БГЭС- Малка (Л-211), ПС 35 кВ Сармаково, ПС 35 кВ Куркужин, ВЛ 35 кВ Л-483 Малка-Сармаково, ВЛ 35 кВ Л-481 Малка-Куркужин	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	–	0,2	0,08	–	–	–	–	0,33	нет	нет
25	ПС 110 кВ Старый Лескен	ВЛ 110 кВ Ст.Лескен-Змейская (Л-5)	1500,0	ВЛ	110	3	19,361	–	0,2	0,4	–	–	–	–	0,05	нет	нет
26	Баксанская ГЭС	КВЛ 110 кВ БГЭС- ЦРУ (Л-4), ПС 110 кВ Гунделен	1500,0	ВЛ	110	3	49,5	–	0,2	0,1	–	–	–	–	0,15	нет	нет
27	ПС 110 кВ Долинск	ЭВ С-1	1499,3	ЭВ	110	3		8	0,4	0,24	–	–	–	–	2,05	нет	нет
28	ПС 110 кВ Долинск	ЭВ С-1	4500,0	ЭВ	110	3		8					–	–		нет	нет
21	ПС 110 кВ Нальчик	ЭВ С-1	750,2	ЭВ	110	3		12	0,4	0,22	–	–	–	–	3,56	нет	нет
30	ПС 110 кВ Нальчик	I и II СШ 110 кВ ПС 110 кВ Нальчик	11000,0	СШ	110	3		12					–	–		нет	нет
33	ПС 110 кВ Майская	ПС 110 кВ Котляревская;	500,0	СШ	110	3	–	15	0,6	1,17	–	–	–	–	12,43	нет	нет
34	ПС 110 кВ Майская	ПС 110 кВ Терек-II, ПС 110 кВ В. АКБАШ	4000,0	–	110	3	–	15					–	–		нет	нет
35	ПС 110 кВ Майская	ПС 110 кВ Майская;	4500,0	–	110	3	–	15					–	–		нет	нет
37	ПС 110 кВ Баксан	II сш-10 кВ ПС 110 кВ Баксан- 110	1997,9	СШ	110	3	–	16	0,4	1,54	–	–	–	–	20,17	нет	нет
38	ПС 110 кВ Баксан	ПС 110 кВ Баксан - 110	7000,0		110	3	–	16					–	–		нет	нет
39	ПС 110 кВ ПТФ	II СШ ПС 110 кВ ПТФ II СШ 110 кВ	3988,7	СШ	110	3	–	12	0,2	0,28	–	–	–	–	1,13	нет	нет
40	ПС 110 кВ Залукокоаже	тр-р Т-1 ПС 110 кВ Залукокоаже	1600,0	Т	110	3	–	7	0,2	0,1	–	–	–	–	0,16	нет	нет
41	ПС 110 кВ СКЭП	I СШ 6 кВ ПС 110 кВ СКЭП, II СШ 10 кВ ПС 110 кВ СКЭП	5655,5	СШ	110	3	–	8	0,2	0,12	–	–	–	–	0,66	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
42	ПС 110 кВ ЦРУ	ПС 110 кВ ЦРУ, ПС 110 кВ Соцгородок, ПС 110 кВ РМЗ, ПС 110 Нейтрино, ПС 110 кВ Адыл-Су, ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет, ПС 35 кВ Джайлык, ПС 35 кВ Чалмас, ПС 35 кВ Алапат	7408,8	–	110	3	–	14	0,2	0,62	–	–	–	–	4,569	нет	нет
43	ПС 110 кВ Аушигер	ПС 110 кВ Аушигер	300,0	–	110	3	–	–	–	–	0,2	5,72	–	–		нет	нет
44	ПС 110 кВ Соцгородок	ПС 110 кВ Соцгородок	90,0	–	110	3	–	–	–	–	0,4	1,41	–	–		нет	нет
45	ПС 110 кВ Соцгородок	ПС 110 кВ Соцгородок	450,0	–	110	3	–	–					–	–		нет	нет
46	ПС 110 кВ Соцгородок	ПС 110 кВ Соцгородок	30,2	ПС	35	3	–	–	0,2	2,98	–	–	–	–	0,09	нет	нет
47	ПС 110 кВ Чегем-2	ВЛ 35 кВ Чегем-2- Лечинкай (Л-451)	2500,6	ВЛ	35	3	8,068	–	0,4	0,28	–	–	–	–	1,35	нет	нет
48	ПС 110 кВ Чегем-2	ВЛ 35 кВ Л-451 Чегем-2 - Лечинкай	900,0	ВЛ	35	3	8,068	–			–	–	–	–		нет	нет
49	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су - Терскол (Л-458) с отпайкой на ПС 35 кВ Чегет	998,6	ВЛ	35	3	11,385	–	3,2	109,48	–	–	–	–	81,27	нет	нет
50	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су - Терскол (Л-458) с отпайкой на ПС 35 кВ Чегет	452,5	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
51	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Л-458 ПС Адыл-Су - Терскол (с отпайкой на Чегет), ПС 35 кВ Терскол, ПС 35 кВ Чегет	1388,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
52	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Л-458 ПС Адыл-Су - Терскол (с отпайкой на Чегет)	650,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
53	ПС 110 кВ Адыл-Су	ПС 35 кВ Терскол, ПС 35 кВ Чегет	1300,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
54	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Л-485 Терек-1-В.Акбаш	400,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
55	ПС 110 кВ Адыл-Су	ПС 35 кВ Терскол, ПС 35 кВ Чегет	1300,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
56	ПС 110 кВ Адыл-Су	ПС 35 кВ Терскол, ПС 35 кВ Чегет	1300,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
57	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Л-458 ПС Адыл-Су - Терскол (с отпайкой на Чегет)	1300,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
58	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Терскол (Л-458), ПС 35 кВ Чегет, ПС 35 кВ Терскол	1000,0	ВЛ	35	3	11,385	–	0,6	2,22	–	–	–	–	0,93	нет	нет
59	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет	1100,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
60	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет	1200,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
61	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Чегет	600,1	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
62	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Героев Эльбруса	400,1	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
63	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет	1000,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
64	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Адыл-Су-Героев Эльбруса (Л-458), ПС 35 кВ Героев Эльбруса, ПС 35 кВ Чегет	1000,0	ВЛ	35	3	11,385	–			–	–	–	–		нет	нет
65	ПС 110 кВ Кашхатау	ПС 35 кВ Бабугент, ПС 35 кВ Кара-Су, ВЛ 35 кВ Л-471 Советская-Кара-Су	800,0	ВЛ	35	3	20,8	–	0,6	2,22	–	–	–	–	0,93	нет	нет
66	ПС 110 кВ Кашхатау	ВЛ 35 кВ Советская-Кара-Су (Л-471), ПС 35 кВ Бабугент, ПС 35 кВ Кара-Су	620,0	ВЛ	35	3	20,8	–			–	–	–	–		нет	нет
67	ПС 110 кВ Кашхатау	ВЛ 35 кВ Советская-Кара-Су (Л-471), ПС 35 кВ Кара-Су, ПС 35 кВ Бабугент, ПС 35 кВ Советская	400,0	ВЛ	35	3	20,8	–			–	–	–	–		нет	нет
68	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Л-457 Чалмас-Адыл-Су, ВЛ 35 кВ Л-459 Соцгород-Чалмас	201,2	ВЛ	35	3	27,221	–	0,4	6,38	–	–	–	–	0,8	нет	нет
69	ПС 110 кВ Адыл-Су	ПС 35 кВ Джайлык	130,0	ВЛ	35	3	22,416	–			–	–	–	–		нет	нет
70	ПС 110 кВ Малка	ПС 35 кВ Куркужин	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	–	0,2	0,28	–	–	–	–	0,43	нет	нет
71	ПС 110 кВ Аушигер	ВЛ 35 кВ Аушигер - Советская с отпайкой ЦСБ Л-470	2000,0	ВЛ	35	3	10,246	–	0,2	0,92	–	–	–	–	1,83	нет	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
72	ПС 110 кВ Баксан-110	ПС 35 кВ Крем-Константиновская, ПС 35 кВ Баксан, ВЛ 35 кВ 475 Баксан-Крем-Константиновка	297,0	ВЛ	35	3	15,3	–	0,2	0,33	–	–	–	–	0,1	нет	нет
73	ПС 110 кВ Нарткала	ВЛ 35 кВ отпайка на ПС Н.Ивановская (Л-466)	700,0	ВЛ	35	3	22,44	–	0,2	0,62	–	–	–	–	0,43	нет	нет
74	ПС 110 кВ Старый Лескен	ВЛ 35 кВ Старый Лескен-Старый Урух (Л-469)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	–	0,2	0,85	–	–	–	–	0,3	нет	нет
75	ПС 35 кВ Баксан	ПС 35 кВ Баксан-35, Т-32	539,9	ПС	35	3		7	0,2	0,17	–	–	–	–	0,09	нет	нет
76	ПС 35 кВ Куркужин	ПС 35 кВ Куркужин	1500,0	ПС	35	3		5	0,2	0,12	–	–	–	–	0,18	нет	нет
77	ПС 35 кВ Дальняя	ПС 35 кВ Дальняя	4000,0	ПС	35	3		1	0,2	0,05	–	–	–	–	0,2	нет	нет
78	ПС 35 кВ Лечинкай	ПС 35 кВ Лечинкай	1000,0	ПС	35	3		4			0,6	12,52	–	–		нет	нет
79	ПС 35 кВ Лечинкай	ПС 35 кВ Лечинкай, ПС 35 кВ Нижний Чегем	1380,0	ПС	35	3		4					–	–		нет	нет
80	ПС 35 кВ Лечинкай	ПС 35 кВ Нижний Чегем, ПС 35 кВ Лечинкай	1100,0	ПС	35	3		4					–	–		нет	нет
81	ПС 35 кВ Бабугент	ПС 35 кВ Бабугент	500,0	ПС	35	3	–	1			0,2	6,22	–	–	–	нет	нет
82	ПС 35 кВ Аргудан	ПС 35 кВ Аргудан	1010,0	ПС	35	3	–	1			0,4	2,5	–	–	–	нет	нет
83	ПС 35 кВ Аргудан	ПС 35 кВ Аргудан	140,0	ПС	35	3	–	1					–	–	–	нет	нет
84	ПС 35 кВ Малакановская	ПС 35 кВ Малакановская	200,0	ПС	35	3	–	3			0,2	6,27	–	–	–	нет	нет
85	ПС 35 кВ Кара-Су	ПС 35 кВ Кара-Су	300,0	ПС	35	3	–	1			0,2	4,37	–	–	–	нет	нет
86	ПС 35 кВ Лескен-1	ПС 35 кВ Лескен-1	120,0	ПС	35	3	–	1			0,2	0,38	–	–	–	нет	нет
87	ПС 35 кВ Джайлык	ПС 35 кВ Джайлык	60,0	ПС	35	3	–	1			0,2	1,62	–	–	–	нет	нет
88	ПС 35 кВ Дальняя	ПС 35 кВ Дальняя	4000,0	ПС	35	3	–	1			0,2	3,08	–	–	–	нет	нет
89	ПС 110 кВ Баксан-110	ВЛ 35 кВ Баксан-35-Крем-Константиновка (Л-475)	500,0	ВЛ	35	3	15,3				0,2	2,3333	–	–	–	нет	нет
90	ПС 110 кВ Малка	ВЛ 35 кВ Малка-Сармаково (Л-483)	1000,0	ВЛ	35	3	16,6				0,2	11,4833	–	–	–	нет	нет
91	ПС 110 кВ Адыл-Су	ВЛ 35 кВ Чалмас-Адыл-Су (Л-457)	150,0	ВЛ	35	3	22,416				0,2	2,2333	–	–	–	нет	нет

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 Чегем-2.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Чегем - 2 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 16,1 МВА. В ПАР отключения трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,6 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 22,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,976 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 1987 года ввода в эксплуатацию, Т-2 $S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 1988 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,502 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,353 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 16,463 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,463 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Баксан-110.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 17,05 МВА. В ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составляет 106,56 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,942 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 1987 года ввода в эксплуатацию, Т-2 $S_{\text{ном}} = 16$ МВА, 1988 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,854 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,672 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 17,77 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,77 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Малка.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 13,6 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 136 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 4,7 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-1 составляет 1,117 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 10$ МВА, 1976 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], при аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,05 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,939 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,567 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 12,117 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 121 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,117 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нарткала.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,76 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 123,2 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-1 составляет 1,128 ($S_{\text{ном}} = 6,3$ МВА, 1989 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,548 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,129 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 7,889 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 125 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,889 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кахун.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Кахун с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 7,81 МВА. В ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного

воздуха плюс $3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,128 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 6,3\text{ МВА}$, 1980 года ввода в эксплуатацию, Т-2 $S_{\text{ном}} = 6,3\text{ МВА}$, 1989 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,657 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,155 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 7,965 МВА. Таким образом в ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,965 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Прохладная-1.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 25,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 160,6 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс $26,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,942 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 16\text{ МВА}$, 1976 года ввода в эксплуатацию, Т-2 $S_{\text{ном}} = 16\text{ МВА}$, 1985 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], при аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,6 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,808 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,425 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 21,515 МВА. Таким образом в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,515 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Майская.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 14,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 146,9 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 22,7 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-1 составляет 0,976 (Т-1 $S_{\text{ном}} = 10$ МВА, 1970 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], при аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,15 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,747 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,175 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 12,689 МВА. Таким образом в ПАР нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 127 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,6 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ПТФ.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 8,31 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 131,9 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного

воздуха плюс 26,5 °С и при нормальном режиме нагрузки Т-1 составляет 0,942 (Т-1 $S_{ном} = 6,3$ МВА, 1985 года ввода в эксплуатацию).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], при аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,5 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,824 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,582 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 9,39 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 149 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{дн}$.

Техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» энергопринимающих устройств ООО «Сады Нальчика», максимальной мощностью 1,2 МВт № 6631/2019/КБФ/НалРЭС от 20.03.2019 предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 1×6,3 МВА на новый трансформатор номинальной мощностью 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Долинск.

В СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3] на основании акта освидетельствования технического освидетельствования ПС 110 кВ Долинск от 15.08.2019 в 2023 г планируется восстановительная реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 мощностью 3×25 МВА на два новых силовых трансформатора без увеличения суммарной мощности трансформаторов.

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 33,5 МВА. В случае установки на ПС 110 кВ Долинск двух трансформаторов номинальной мощностью 2×25 МВА в ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{ном}$, что превышает $S_{дн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при температуре наружного воздуха плюс 3,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25 ($S_{ном} = 25$ МВА, новые трансформаторы).

Согласно СиПР Кабардино-Балкарской Республики [3], при аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 7,015 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,933 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 34,433 МВА. Таким образом в ПАР отключения трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138 % от $S_{\text{ном}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 на два новых трансформатора мощностью не менее 34,433 МВА каждый с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень планов, предусмотренных в рамках 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

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 Кабардино-Балкарской Республики и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской 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 1 МВт							
1	ВТРК «Эльбрус»	АО «Кавказ.РФ»	0,0	17,9	110	2024	ПС 110 кВ Адыл-Су
2	Горнорудный комбинат	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	0,0	14,0	110	2023	ПС 110 кВ Вольфрам
3	Завод чистых полимеров в Майском районе КБР	ООО Промышленный комплекс «Этана»	0,0	10,7	110	2023	ПС 110 кВ Этана
4	Завод по производству гипсовых вяжущих смесей в г. Тырныауз	ООО «Каббалкгипс»	0,0	6,6	110	2023	ПС 110 кВ Каббалкгипс

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1897	2002	2016	2041	2051	2067
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	105	14	25	10	16
Годовой темп прироста, %	–	5,54	0,70	1,24	0,49	0,78

Потребление электрической энергии по энергосистеме Кабардино-Балкарской Республики прогнозируется на уровне 2067 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составил 2,20 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 105 млн кВт·ч или 5,54 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 10 млн кВт·ч или 0,49 %.

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

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



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

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической сферы, в том числе строительством всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус»;
- вводом промышленных потребителей;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской Республики

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	324	328	333	339	341	343
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	4	5	6	2	2
Годовой темп прироста, %	–	1,23	1,52	1,80	0,59	0,59
Число часов использования максимума потребления мощности	5855	6104	6054	6021	6015	6026

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2028 году прогнозируется на уровне 343 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 6 МВт или 1,8 %, что обусловлено развитием туристско-рекреационного комплекса и вводом новых предприятий сельскохозяйственного назначения; наименьший – 2 МВт или 0,59 % в 2027 и 2028 годах.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется к 2028 году на уровне 6026 час/год, против 5855 в 2023 году. В целом же годовой режим региона останется достаточно разуплотненным, что обусловлено наличием в структуре электропотребления большой доли домашних хозяйств и сферы услуг (свыше 35 %) в общем потреблении энергосистемы.

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

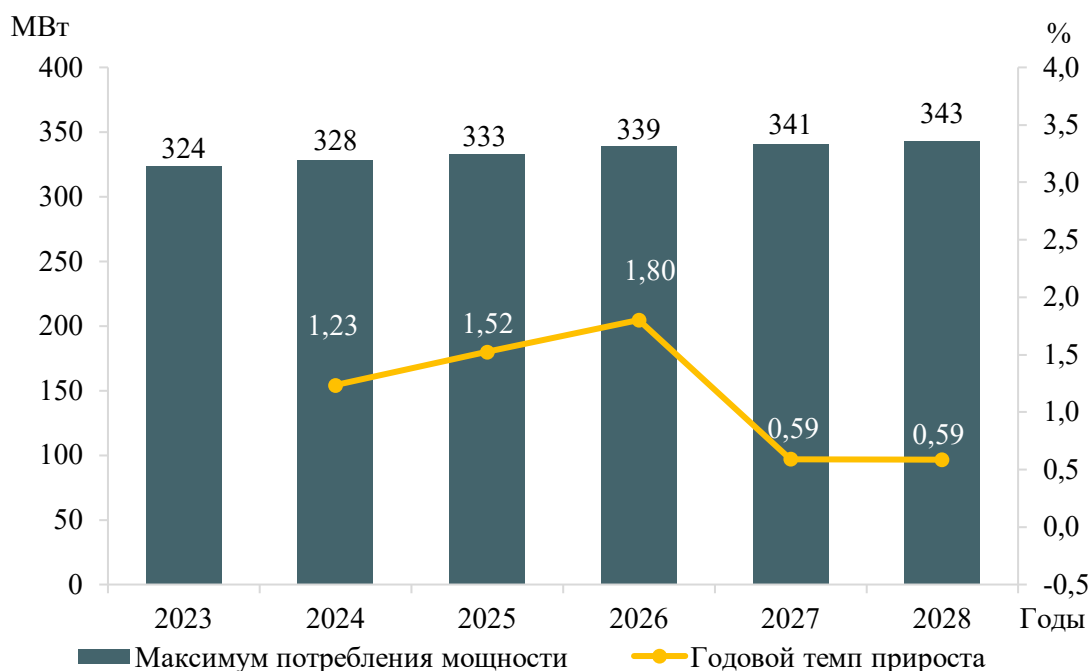


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2023–2028 годов предусматриваются на малых ГЭС в объеме 46,6 МВт.

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

Таблица 13 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	–	–	23,4	–	–	23,2	46,6
ГЭС	–	–	23,4	–	–	23,2	46,6

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Кабардино-Балкарской Республики в 2028 году составит 266,7 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики не претерпит существенных изменений.

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

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7
ГЭС	198,1	198,1	221,5	221,5	221,5	244,7
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0

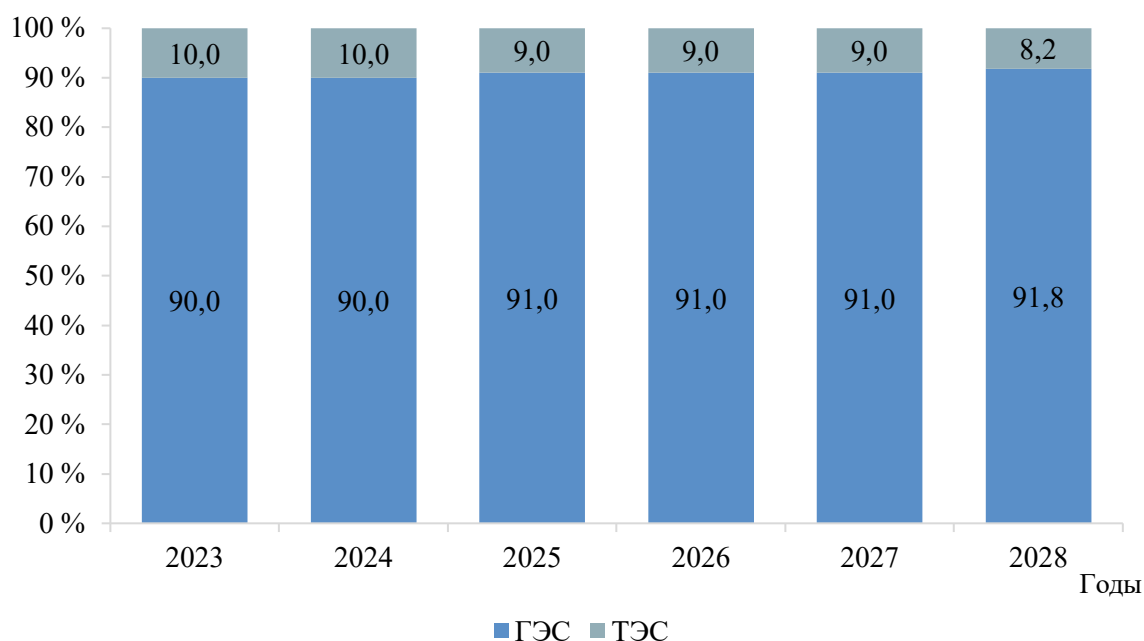


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше на территории Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской 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	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зарагжская ГЭС – Псыгансу на Черекскую ГЭС ориентировочной протяженностью 0,83 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	2×0,83	–	–	–	1,66	Обеспечение выдачи мощности Черекской ГЭС	ООО «МГЭС Ставрополя и КЧР»	–	23,4
2	Строительство ПС 110 кВ Каббалктипс с одним трансформатором Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Каббалктипс»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Каббалктипс»	ООО «Каббалктипс»	–	6,56
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) до ПС 110 кВ Каббалктипс ориентировочной протяженностью 0,05 км с образованием ВЛ 110 кВ Баксан – ЦРУ (Л-35) с отпайкой на ПС Каббалктипс		110	км	0,05	–	–	–	–	–	0,05				
4	Строительство ПС 110 кВ Этана с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО Промышленный комплекс «Этана»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО Промышленный комплекс «Этана»	ООО Промышленный комплекс «Этана»	–	10,65
5	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайкой на ПС Котляревская (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская (Л-186) на ПС 110 кВ Этана ориентировочной протяженностью 1,25 км каждая с образованием ВЛ 110 кВ Прохладная-2 – Майская с отпайками (Л-85) и ВЛ 110 кВ Прохладная-Тяговая – Майская с отпайкой на ПС Этана (Л-186)		110	км	2×1,25	–	–	–	–	–	2,5				
6	Строительство ПС 110 кВ Вольфрам с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	ООО «Эльбрусский горнорудный комбинат»	–	14
7	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ЦРУ – Вольфрам ориентировочной протяженностью 7 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	14				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Адыл-Су с заменой существующих трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	ВТРК Эльбрус АО «КАВКАЗ.РФ»	–	17,91
9	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Сады Нальчика»	ООО «Сады Нальчика»	–	1,2

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, содержащиеся 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 Чегем - 2 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	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 Водозабор с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

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 Верхнебаксанской ГЭС трансформатором 110/10 кВ мощностью 32 МВА	110	МВА	–	–	–	–	–	1×32	32	Верхнебаксанская ГЭС	ПАО «РусГидро»	23,2
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ЦРУ – Адыл-Су (Л-182) до РУ 110 кВ Верхнебаксанской ГЭС ориентировочной протяженностью 0,5 км	110	км	–	–	–	–	–	0,5	0,5			

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 в по развитию электрической сети Республики Кабардино-Балкария, 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 ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 09.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@;

3) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети» письмом № ОК-2373 от 01.07.2022 «О направлении исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028 годы»;

4) 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 Кабардино-Балкарской Республики, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Кабардино-Балкарской 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 Кабардино-Балкарской Республики оценивается в 2028 году в объеме 2067 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,20 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики к 2028 году увеличится и составит 343 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,33 %.

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики обусловлена следующими основными факторами:

- развитием туристической сферы, в том числе строительством всесезонного туристско-рекреационного комплекса «Эльбрус»;

- ростом потребления в домашних хозяйствах.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5855–6026 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 46,6 МВт на малых ГЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Кабардино-Балкарской Республики в 2028 году составит 266,7 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 18,21 км, трансформаторной мощности 456 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 перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2023–2027 годы : утверждена Указом Главы Кабардино-Балкарской Республики от 29 апреля 2022 г. № 48-УГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Кабардино-Балкарской Республики на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <https://glava.kbr.ru/documents/ukazy/ob-utverzhdenii-skhemy-i-programmy-perspektivnogo-razvitiya-elektroenergetiki-kabardino-balkarskoy-respubliki-na-2023-2027-gody.html> (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 -Кабардино-Балкарской Республики												
Мухольская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	PO-140-60		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	PO-140-60		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Установленная мощность, всего		–	–		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Баксанская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	PO-110-B-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	PO-110-B-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		3	PO-110-B-130		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–		27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	
Аушигерская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	PO-115/872ж-B-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		2	PO-115/872ж-B-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	PO-115/872ж-B-170		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
ГЭС-3 на канале Баксан-Малка	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	PO-45-3123-B		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
ТЭЦ НХК г. Нальчик	ООО «Стандарт-Спирт»			Газ, мазут								
		1	AP-12-35/5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПР-4-35/5М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
ТЭС Гидрометаллург	ОАО «Гидрометаллург»			Газ, мазут								
		1	AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Акбашская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	ПР-15-Г-100		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	ПР-15-Г-100		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Кашхатау ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
		2	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
		3	PO-180/128-B-170		21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	
Установленная мощность, всего		–	–		65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	

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)							
Зарагижская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
		2	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
		3	HL-LJ-175		10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	
Установленная мощность, всего		–	–		30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	
Верхнебалкарская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Кабардино-Балкарский филиал			–								
		1	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		2	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		3	FSHC-7.7V45		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
Установленная мощность, всего		–	–		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Верхнебаксанская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		3	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		4	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)								5,8	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–								23,2	
Черекская ГЭС (Псыгансу)	ПАО «РусГидро»			–								
		1-3	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1691)					23,4	23,4	23,4	23,4	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					23,4	23,4	23,4	23,4	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Кабардино-Балкарской 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	Кабардино-Балкарской Республики	Республика Кабардино-Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Чегем - 2 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	368,59	368,59
2	Кабардино-Балкарской Республики	Республика Кабардино-Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	368,59	368,59
3	Кабардино-Балкарской Республики	Республика Кабардино-Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	150,12	150,12
4	Кабардино-Балкарской Республики	Республика Кабардино-Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,24	114,24

№ 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				
5	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	228,47	228,47
6	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	368,59	368,59
7	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	150,12	150,12
8	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	44,04	43,30
9	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	227,81	227,81

№ 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				
10	Кабардино- Балкарской Республики	Республика Кабардино- Балкария	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов Т-1 и Т- 2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетическ ого режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	132,06	132,06

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.