

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан	14
2.1.2 Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых предприятий	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
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	57
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	57
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	57
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	57
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	62
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	63

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	63
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	65
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	66
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	67
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	70
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	70
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Дагестан	72
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	76
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	78
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	84
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	87
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	88
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	89
7.1	Основные подходы.....	89
7.2	Исходные допущения.....	90
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	93
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	94
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	101
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.....	105

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЗП	–	осенне-зимний период
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -7 °С; Макс зима 0,92	–	режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 7 °С

РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +25 °С; Макс лето	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 25 °С
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СШ	– система (сборных) шин
СЭС	– солнечная электростанция
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация

ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Дагестан за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на период до 2029 года, в том числе:

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Дагестан 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 Республики Дагестан, Ставропольского края, Карачаево-Черкесской Республики, Кабардино-Балкарской Республики, Республики Северная Осетия – Алания, Республики Ингушетия и Чеченской Республики;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Дагестан связана с энергосистемами:

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

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

- Чеченской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

- Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Республики Азербайджан: ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

В энергосистеме Республики Дагестан крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан на 01.01.2023 составила 1920,1 МВт, в том числе: ГЭС – 1886,1 МВт, ТЭС – 18,0 МВт, СЭС – 16,0 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 отчетный год приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1905,1	15,0	–	–	–	1920,1
ГЭС	1886,1	–	–	–	–	1886,1
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
ВИЭ – всего	1,0	15,0	–	–	–	16,0
СЭС	1,0	15,0	–	–	–	16,0

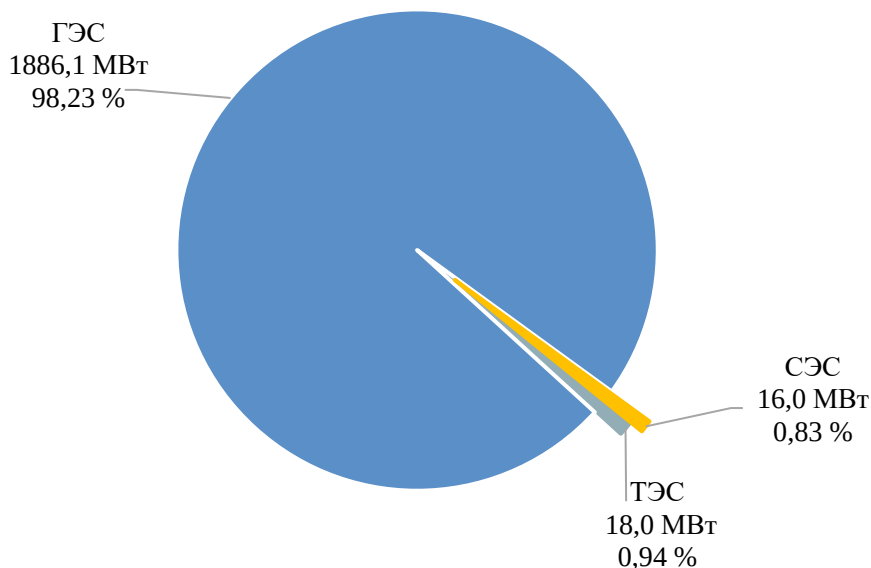


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Дагестан приведена в таблице 2 и на рисунках 2, 3.

Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6488	6652	6888	7708	8482
Годовой темп прироста, %	-0,25	2,53	3,55	11,90	10,04
Максимум потребления мощности, МВт	1229	1196	1307	1435	1463
Годовой темп прироста, %	-3,23	-2,69	9,28	9,79	1,95
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6035	5562	5270	5371	5798
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	16.01 18:00	12.01 18:00	25.12 18:00	24.12 17:00	18.03 19:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-1,1	1,5	-4,5	-5,2	-2,3

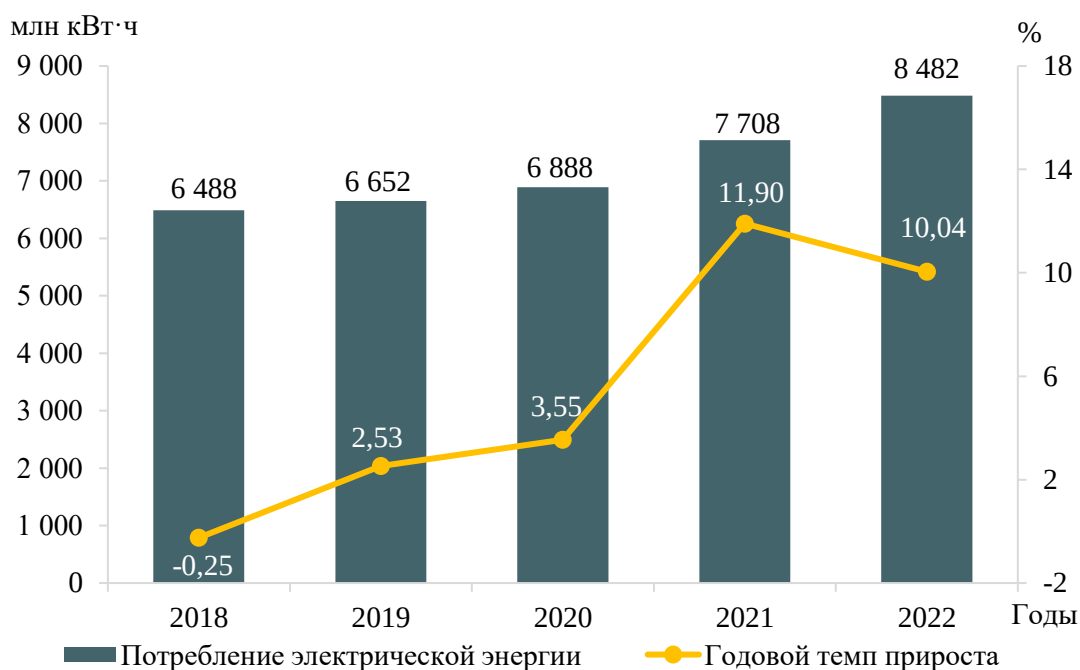


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

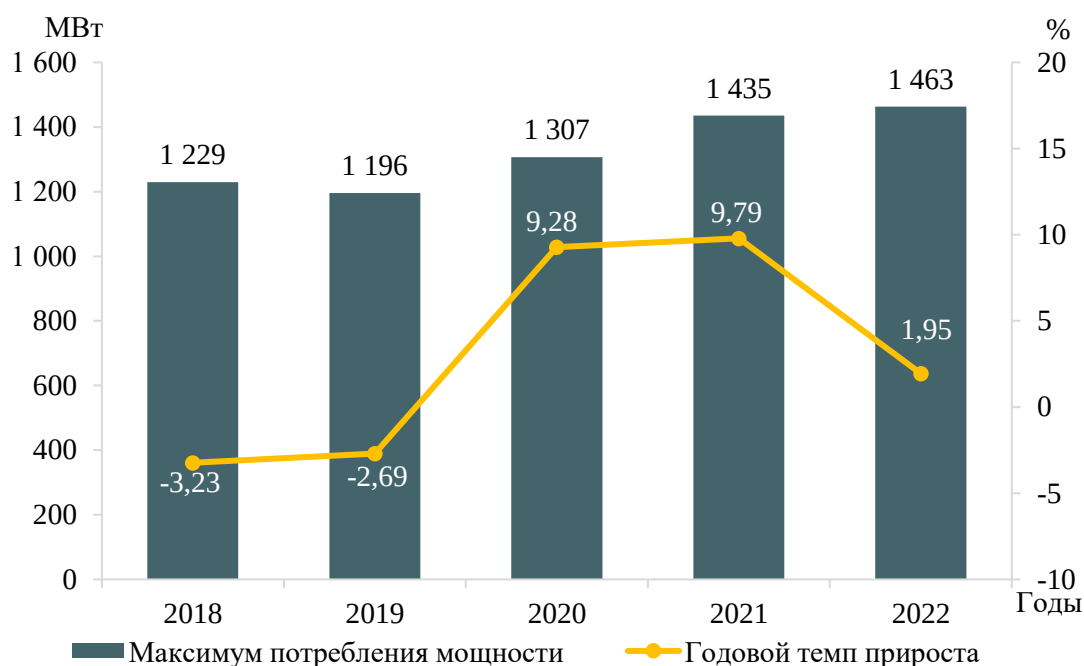


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан увеличилось на 1978 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8482 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,45 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 11,90 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2018 году и составило 0,25 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан вырос на 193 МВт и составил 1463 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,87 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,79 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер. Наибольшее годовое снижение мощности на 3,23 % в 2018 году. Снижение связано, в основном, с положительными ТНВ в период ОЗП. Следует отметить, что годовой максимум потребления мощности в 2022 году отмечен в нехарактерный месяц – в марте.

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

- ростом потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- снижением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах.
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Дагестан приведен в таблице 3, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Дагестан приведен в таблице 4.

Таблица 3 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Артём – Дербент	ПАО «Россети»	2020	171,7 км

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Замена трансформатора на ПС 330 кВ Махачкала	ПАО «Россети»	2018	200 МВА
2	330 кВ	Установка трансформатора на ПС 330 кВ Артём	ПАО «Россети»	2020	125 МВА
3	330 кВ	Замена трансформаторов на ПС 330 кВ Дербент	ПАО «Россети»	2020	2×200 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Рассвет	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Леваши	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	16 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Анцух	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	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 Республики Дагестан к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 – Центральный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 2 – Южный энергорайон Республики Дагестан.

2.1.1 Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан

В Центральный энергорайон входят следующие подстанции и электростанции: ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Махачкала, ПС 330 кВ Артем, ПС 110 кВ Шамхал, ПС 110 кВ Шамхал-Тяговая, ПС 110 кВ Компас, ПС 110 кВ Махачкала-110, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Буйнакск-1, ПС 110 кВ Буйнакск-2, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Приморская, ПС 110 кВ Приозерная, ПС 110 кВ ЦПП, ПС 110 кВ Юго-Восточная, ПС 110 кВ Насосная-1, ПС 110 кВ ЗТМ, ПС 110 кВ Очистные сооружения, ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Стекольная, Каспийская ТЭЦ, ПС 110 кВ Уйташ-1, ПС 110 кВ Уйташ-2, Чиркейская ГЭС, Миатлинская ГЭС, Махачкалинская ТЭЦ.

В таблице 5 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Центральном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесечной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением 1 СШ-330 (2 СШ-330) на ПС 330 кВ Махачкала и АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал превышает ДДТН на величину до 5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый	Отсутствуют	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 15 %, ТТ ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь на ПС 110 кВ Каспийская ТЭЦ на величину до 2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 13 %, ТТ ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь на ПС 110 кВ Каспийская ТЭЦ на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан

В Южный энергорайон входят следующие подстанции: ПС 330 кВ Дербент, ПС 110 кВ Манас-Тяговая, ПС 110 кВ Каякент-Тяговая, ПС 110 кВ Насосная-2, ПС 110 кВ Рассвет, ПС 110 кВ Изберг-Северная, ПС 110 кВ Изберг-Южная, ПС 110 кВ Каякент, ПС 110 кВ Мамедкала, ПС 110 кВ Родниковая, ПС 110 кВ Кайтаг, ПС 110 кВ Огни, ПС 110 кВ Дербент-Тяговая, ПС 110 кВ Араблинка, ПС 110 кВ Самур, ПС 110 кВ Белиджи, ПС 110 кВ Оружба, ПС 110 кВ Советская, ПС 110 кВ Касумкент, ПС 110 кВ Капир, ПС 110 кВ Курах, ПС 110 кВ Ахты, ПС 110 кВ Усухчай, ПС 110 кВ Заречная, ПС 110 кВ Магарамкент, ПС 110 кВ Морская, ПС 110 кВ Тагиркент, ПС 110 кВ Геджух, ПС 110 кВ Дербент-Западная, ПС 110 кВ Дербент-Северная.

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Южном энергорайоне Республики Дагестан.

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) превышает ДДТН на величину до 16 %, ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на величину до 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
Центральный энергорайон		
2018	20.06.2018	22,1
	19.12.2018	4,5
2019	19.06.2019	26,3
	18.12.2019	4,2
2020	17.06.2020	24,6
	16.12.2020	5,7
2021	16.06.2021	22,3
	15.12.2021	8,8
2022	15.06.2022	24,4
	21.12.2022	1,1
Южный энергорайон		
2018	20.06.2018	22,8
	19.12.2018	5,1
2019	19.06.2019	26,2
	18.12.2019	7,2
2020	17.06.2020	23,6
	16.12.2020	8,9
2021	16.06.2021	23,6
	15.12.2021	9,3
2022	15.06.2022	26,0
	21.12.2022	4,1
Северный и Горный энергорайоны		
2018	20.06.2018	20,3
	19.12.2018	3,2
2019	19.06.2019	23,6
	18.12.2019	4,4
2020	17.06.2020	22,7
	16.12.2020	6,2
2021	16.06.2021	22,3
	15.12.2021	9,1

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2022	15.06.2022	22,2
	21.12.2022	0,3

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

В таблице 10 приведена загрузка ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году. В таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка данных центров питания.

В таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Акуша	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	н/д	10	2006	74	7,200	7,066	7,267	6,807	7,543	3,698	3,658	0,000	0,000	0,000	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	н/д	16	2006	84	8,721	8,734	9,378	8,922	9,769	5,613	5,443	9,235	9,199	9,758	
2	ПС 110 кВ Анцух	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	106/36,8/9,9	10	2006	89	12,567	12,231	8,609	12,798	8,721	3,801	2,907	3,077	3,154	3,466	0
			T-2	н/д	н/д	16	2022	н/д	16,368	17,835	13,416	13,653	9,280	6,136	5,165	5,926	5,079	5,814	
3	ПС 110 кВ Ботлих	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	104/36,3/10,1	10	1987	58	13,975	13,416	8,721	6,596	7,044	3,354	0,000	3,354	6,149	7,267	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	104/36,3/10,1	10	2012	93	8,385	6,037	15,541	13,528	15,652	5,926	8,779	5,143	2,236	3,354	
4	ПС 110 кВ Леваши	110/10	T-1	ТДН-10000/110-У1	104/10,3	10	2005	81	8,689	8,609	7,862	11,180	9,727	7,491	7,826	8,162	10,510	8,497	0
			T-2	н/д	н/д	16	н/д	н/д	7,728	6,708	8,014	10,621	9,615	4,472	4,696	6,932	6,932	9,503	
5	ПС 110 кВ Тлох	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	105/36/10,4	10	2014	98	3,868	7,661	8,273	7,714	8,050	1,431	1,266	1,476	3,464	0,000	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	105/36/10,4	10	2014	98	4,294	7,661	8,273	7,714	7,938	1,472	1,405	1,472	1,166	1,366	
6	ПС 110 кВ Цудахар	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	107/37,5/10,6	10	2007	84	7,714	8,721	14,534	9,503	11,180	3,077	6,485	7,379	7,826	5,367	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	107/37,5/10,6	10	2007	83	6,932	8,721	3,994	9,280	10,621	6,373	0,000	0,000	0,000	3,354	
7	ПС 110 кВ Шамильское	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	104/10,3	6,3	2007	79	5,201	4,919	5,456	4,832	5,158	3,444	2,786	2,066	2,627	3,066	0
			T-2	ТМН-6300/110/10	104/10,3	6,3	2006	79	3,846	3,994	4,213	4,074	4,443	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
8	ПС 110 кВ Ахты	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	108/36/10,5	10	1986	70	8,721	11,538	11,628	11,006	11,516	3,153	3,779	4,338	4,079	5,004	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	108/36/10,5	10	1998	74	7,343	5,912	4,763	7,312	7,714	3,207	3,399	3,587	2,195	3,569	
9	ПС 110 кВ Касумкент	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	116/35/10,5	6,3	1981	70	5,121	5,134	5,134	3,897	4,808	4,302	4,360	4,360	4,241	3,429	0
			T-2	ТМТ-6300/110/35/10	116/35/10,5	6,3	1966	58	4,436	4,517	4,517	5,357	6,149	3,654	3,600	3,600	3,964	4,459	
10	ПС 110 кВ Мамедкала	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	114/37/10,4	6,3	1973	64	4,821	4,906	5,545	5,744	5,903	8,282	0,000	0,000	0,000	4,910	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	114/37/10,4	16	1987	72	12,500	11,851	12,522	13,513	14,154	4,190	16,144	14,423	15,066	11,160	
11	ПС 110 кВ Огни	110/6	T-1	ТДТН-10000/110	118,3/6,3	10	1976	66	7,544	7,817	8,197	8,252	9,380	6,046	6,297	6,632	8,010	7,226	0
			T-2	ТДН-10000/110/6	118,3/6,3	10	2010	95	5,098	5,054	4,964	5,049	5,780	3,296	3,801	3,810	3,861	3,697	
12	ПС 110 кВ Советская	110/10	T-1	ТДН-2500/110/10	115/10,5	10	1982	85	2,379	3,054	2,603	2,653	2,952	1,936	2,258	2,370	2,365	2,906	0
13	ПС 110 кВ Кизляр-1	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	100/36/10,4	16	2006	77	11,180	13,363	12,142	15,630	11,963	11,180	7,334	10,903	10,621	10,174	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	100/36/10,4	16	1998	74	8,944	5,121	8,497	13,416	10,073	6,708	11,605	7,817	8,497	8,452	
14	ПС 110 кВ Кизляр-2	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	105/36/10,5	16	2006	76	10,644	15,541	15,652	13,226	13,148	6,708	11,829	13,586	12,222	10,828	0
			T-2	ТДТН-10000/110-70 У1	105/36/10,5	10	1980	58	8,944	4,271	6,149	5,646	5,378	8,944	4,562	3,734	6,149	6,149	
15	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110/35/10	106/35/10	6,3	1974	69	3,690	3,412	4,472	0,000	4,673	4,910	4,427	3,130	5,635	5,590	0
			T-2	ТМТ-6300/110/35/10	106/35/10	6,3	2004	62	6,149	5,358	6,820	6,049	6,507	0,000	0,000	2,348	0,000	0,000	

№ 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 нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
16	ПС 110 кВ Бабаюрт	110/35/10	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	108/36/10,2	16	1998	86	11,139	11,036	11,139	17,932	16,246	10,866	6,075	5,063	5,466	5,029	0
			Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	108/36/10,2	10	1979	70	6,075	6,017	5,672	4,057	6,963	0,000	5,063	4,862	4,656	8,897	
17	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	110/35,5/10,5	10	1991	86	7,280	7,700	8,309	7,828	11,519	5,753	0,000	5,202	5,319	7,970	0
			Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	110/35,5/10,5	10	1987	78	6,237	6,237	5,238	6,222	11,519	4,893	10,396	5,825	4,092	7,970	
18	ПС 110 кВ ЗФС	110/35/6	Т-1	ТДТН- 40000/110/35/6	110/36/6	40	1989	71	37,828	34,899	43,004	40,142	40,507	28,272	29,848	36,132	30,188	41,966	0
19	ПС 110 кВ Кизилюртотвская	110/10	Т-1	ТМТН-6300/110	118/10,5	6,3	2020	55	9,155	10,816	12,746	3,828	3,314	6,877	8,515	8,869	8,152	2,970	0
			Т-2	ТДН- 10000/110/10	118/10,5	10	1989	57	0,000	0,000	0,000	9,962	8,238	0,000	0,000	0,000	0,000	8,047	
20	ПС 110 кВ Буйнаск-1	110/35/6	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/6	112/36/6,2	25	2008	58	23,702	22,866	19,870	28,300	23,747	13,139	15,107	15,465	15,205	21,187	0
			Т-2	ТДТН- 25000/110/35/6	112/36/6,2	25	2008	73	23,367	23,671	20,429	28,890	24,038	13,251	14,861	16,381	15,496	21,556	
21	ПС 110 кВ Изберг- Северная	110/35/10	Т-1	ТДТН- 16000/110-76 У1	114,3/36,7/10,3	16	1979	75	4,553	4,351	5,201	6,965	6,764	3,533	4,249	4,083	4,293	6,697	0
			Т-2	ТДТН- 16000/110-76 У1	114,3/36,7/10,3	16	1979	83	11,963	12,902	13,349	14,825	15,116	9,293	10,487	10,152	10,398	10,286	
22	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/6	Т-1	ТДН-10000/110/6	110/6,2	10	1980	88	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0
			Т-2	ТРДН 25000/110/ 6/6	110/6,2	25	1989	82	10,747	10,308	0,000	12,455	14,199	8,587	9,660	9,450	11,060	11,437	
23	ПС 110 кВ ЦПП	110/10/6	Т-1	ТДТН- 25000/110-10/6	115/10,5/6,3	25	1983	71	14,190	14,190	15,442	15,272	14,188	10,912	14,190	12,544	12,008	12,544	0
			Т-2	ТДТН- 25000/110-10/6	115/10,5/6,3	25	1983	73	15,822	12,768	10,532	15,820	18,000	13,094	16,918	10,366	13,094	10,912	
24	ПС 110 кВ Куруш	110/10	Т-1	ТМТГ-5600/110	н/д	5,6	2002	58	3,541	3,299	5,216	5,671	5,248	3,555	3,152	4,137	3,759	0,000	0
			Т-2	ТМТН-6300/110- 81У1	н/д	6,3	2014	74	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,598	

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Акуша	2022	17,311	ПС 110 кВ Акуша	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,207	0	0,4	0,021	17,334	17,334	17,334	17,334	17,334	17,334
2	ПС 110 кВ Анцух	2019	30,066	ПС 110 кВ Анцух	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,006	0	0,4	0,001	30,067	30,067	30,067	30,067	30,067	30,067
3	ПС 110 кВ Ботлих	2020	24,261	ПС 110 кВ Ботлих	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,227	0	0,4	0,023	24,286	24,286	24,286	24,286	24,286	24,286
4	ПС 110 кВ Леваши	2021	21,802	ПС 110 кВ Леваши	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,010	0	0,4	0,001	21,803	21,803	21,803	21,803	21,803	21,803
5	ПС 110 кВ Тлох	2020	16,547	ПС 110 кВ Тлох	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,095	0	0,4	0,01	16,558	16,558	16,558	16,558	16,558	16,558
6	ПС 110 кВ Цудахар	2022	21,802	–	–			–	–	–	–	–	21,802	21,802	21,802	21,802	21,802	21,802
7	ПС 110 кВ Шамильское	2020	9,669	ПС 110 кВ Шамильское	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,188	0	0,4	0,019	9,692	9,692	9,692	9,692	9,692	9,692
				ПС 110 кВ Шамильское	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,021	0	0,4	0,002						
8	ПС 110 кВ Ахты	2022	19,230	ПС 110 кВ Ахты	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,49	0,003	0,4	0,049	19,288	19,288	19,288	19,288	19,288	19,288
				ПС 110 кВ Ахты	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,036	0	0,4	0,004						
9	ПС 110 кВ Касумкент	2022	10,957	ПС 110 кВ Касумкент	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,191	0	0,4	0,119	11,089	11,089	11,089	11,089	11,089	11,089

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
10	ПС 110 кВ Мамедкала	2022	20,058	ПС 110 кВ Мамедкала	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,58	0	0,4	0,058	20,122	20,122	20,122	20,122	20,122	
11	ПС 110 кВ Огни	2022	15,161	ПС 110 кВ Огни	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,554	0	0,4	0,055	15,223	15,223	15,223	15,223	15,223	
12	ПС 110 кВ Советская	2019	3,054	ПС 110 кВ Советская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,528	0,200	0,4	0,053	3,113	3,113	3,113	3,113	3,113	
13	ПС 110 кВ Кизляр-1	2021	29,047	ПС 110 кВ Кизляр-1	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,535	0,015	0,4	0,154	29,218	29,218	29,218	29,218	29,218	
14	ПС 110 кВ Кизляр-2	2020	21,802	ПС 110 кВ Кизляр-2	Муниципальное казенное учреждение «Управление капитального строительства» городского округа «Город Кизляр»	39482/2022/ДЭ/КИЗ ЛГЭС	05.05.2022	2024	0,702	0	10	0,491	22,351	22,351	22,351	22,351	22,351	
				ПС 110 кВ Кизляр-2	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,03	0	0,4	0,003						
15	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	2020	11,292	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,025	0	0,4	0,003	15,028	15,028	15,028	15,028	15,028	
				ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	Администрация муниципального района «Ногайский район» Республики Дагестан	24041/2019/ДГ/НОГ АРЭС	28.05.2020	2024	4,8	0	35	3,36						
16	ПС 110 кВ Бабаюрт	2022	23,209	ПС 110 кВ Бабаюрт	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,015	0	0,4	0,002	23,212	23,212	23,212	23,212	23,212	
				ПС 110 кВ Бабаюрт	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,015	0	0,4	0,002						
17	ПС 110 кВ Дылым	2022	23,038	ПС 110 кВ Дылым	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,111	0,004	0,4	0,111	23,162	23,162	23,162	23,162	23,162	
				ПС 110 кВ Дылым	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,001	0,007	0,4	0,0001						
18	ПС 110 кВ ЗФС	2020	43,004	ПС 110 кВ ЗФС	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,617	0	0,4	0,162	43,228	43,228	43,228	43,228	43,228	
				ПС 110 кВ ЗФС	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,4	0	0,4	0,04						
19	ПС 110 кВ Кизилюртовская	2021	13,790	ПС 110 кВ Кизилюртовская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,898	0,014	0,4	0,09	13,89	13,89	13,89	13,89	13,89	
20	ПС 110 кВ Буйнакск-1	2021	57,190	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	2,0	0	0,4	0,200	57,412	57,412	57,412	57,412	57,412	
21	ПС 110 кВ Изберг-Северная	2022	21,880	ПС 110 кВ Изберг-Северная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,644	0,052	0,4	0,164	22,062	22,062	22,062	22,062	22,062	
22	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2022	14,199	–	–	–	–	–	–	–	–	–	14,199	14,199	14,199	14,199	14,199	
23	ПС 110 кВ ЦПП	2022	32,188	ПС 110 кВ ЦПП	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,479	0,112	0,4	0,148	32,352	32,352	32,352	32,352	32,352	
24	ПС 110 кВ Куруш	2021	5,671	ПС 110 кВ Куруш	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,170	0	0,4	0,017	5,69	5,69	5,69	5,69	5,69	

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ, на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	
1	ПС 110 кВ Акташ	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	111/36,2/10,4	25	2012	76	08-12.02	-12	31	14,3	34,1	17.08	+38	26,6	12,4	29,3	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	111/36,2/10,4	16	1989	59	08-12.02	-12	20,5	9,4	22,6	17.08	+38	17,3	8,41	19,2	
2	ПС 110 кВ Ярыксу	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	114/37/10,4	25	2006	57	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,8	14,4	34,0	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	114/37/10,4	25	2011	60	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,2	14,2	33,4	
3	ПС 110 кВ ГПП	110/6	T-1	ТДТН-31500/110	110/6,3	31,5	1971	74	11.01	-7	13	5,4	14,1	10.08	+37	23	9,2	24,8	0
			T-2	ТРДН-40000/110/6	110/6,3	40	2014	87	11.01	-7	21,3	8,5	22,9	10.08	+37	43	17,2	46,3	
4	ПС 110 кВ Компас	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	112/10,2	16	1983	54	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	0
			T-2	ТДН-16000/110/10	112/10,2	16	1983	59	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	
5	ПС 110 кВ Новая	110/35/6	T-1	ТДТН-40000/110-67 У1	115/35/6,2	40	1977	69	11.01	-7	31	14,3	34,1	10.08	+37	44	17,6	47,4	0
			T-2	ТДТН-40000/110/35/6	115/35/6,2	40	1978	70	11.01	-7	20,5	9,4	22,6	10.08	+37	43	17,2	46,3	
6	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	T-1	ТДН-16000/110/6	н/д	16	2008	84	11.01	-7	15,2	6,1	16,4	10.08	+37	12,5	5	13,5	0
			T-2	ТДТН-25000/110/10	н/д	25	2022	50	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	27	10,8	29,1	
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	T-1	ТДН-10000/110/6	н/д	10	2008	85	11.01	-7	7,1	2,8	7,6	10.08	+37	12	4,8	12,9	0
			T-2	ТДН-10000/110/6	н/д	10	2008	83	11.01	-7	7,6	3	8,2	10.08	+37	11,5	4,6	12,4	
8	ПС 110 кВ ЗТМ	110/6	T-1	ТРДН-25000/110/6	н/д	25	2004	84	11.01	-7	11,8	4,7	12,7	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	0
			T-2	ТДН-16000/110/6	н/д	16	1989	85	11.01	-7	9,1	3,6	9,8	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/36,5/10,1	25	1988	58	11.01	-7	25,2	10,1	27,1	10.08	+37	30	12	32,3	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/36,5/10,1	25	2008	73	11.01	-7	25,6	10,2	27,6	10.08	+37	30	12	32,3	
10	ПС 110 кВ Шамхал	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/36,5/10,1	25	2011	83	11.01	-7	29,6	12,8	32,2	10.08	+37	21,8	9,2	23,7	0
			T-2	н/д	н/д	25	2023	н/д	11.01	-7	18,9	7,6	20,4	10.08	+37	24,3	10,9	26,6	
11	ПС 110 кВ Гуниб	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	н/д	10	2005	97	11.01	-20	13	5,2	14,0	10.08	+37	2	0,8	2,2	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	н/д	10	2005	59	11.01	-20	15	6	16,2	10.08	+37	4	1,6	4,3	

Таблица 11 – Перспективная нагрузка подстанций 110 кВ характеризующихся рисками ввода ГВО с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ	Максимальная нагрузка в 2023 году		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Акташ	2023	56,7	ПС 110 кВ Акташ	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	3,222	0,819	0,4	0,322	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1	58,1
				ПС 110 кВ Акташ	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	38275/2022/ДЭ/ХАС АГЭС	12.10.2022	2024	1,28	0	10	0,896						
2	ПС 110 кВ Ярыксу	2023	67,4	ПС 110 кВ Ярыксу	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	7,494	0,010	0,4	0,749	68,388	68,388	68,388	68,388	68,388	68,388

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ	Максимальная нагрузка в 2023 году		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Ярыксу	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	941/2020/ДЭ/ХАСА РЭС	04.07.2022	2024	0,2	0,8	10	0,14						
3	ПС 110 кВ ГПП	2023	71,1	ПС 110 кВ ГПП	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	2,494	0	0,4	0,249	71,377	71,377	71,377	71,377	71,377	71,377
4	ПС 110 кВ Компас	2023	38,8	ПС 110 кВ Компас	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	2,082	0	0,4	0,208	39,031	39,031	39,031	39,031	39,031	39,031
5	ПС 110 кВ Новая	2023	93,7	ПС 110 кВ Новая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	3,022	0,050	0,4	0,302	94,482	94,482	94,482	94,482	94,482	94,482
				ПС 110 кВ Новая	ООО «Гранит»	341/2017	02.08.2017	2023	1,003	0	6	0,401						
6	ПС 110 кВ Приморская	2023	42,5	ПС 110 кВ Приморская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	5,195	0,100	0,4	0,52	43,966	43,966	43,966	43,966	43,966	43,966
				ПС 110 кВ Приморская	Физ. лицо	116/2017	13.03.2017	2023	1	0	10	0,7						
				ПС 110 кВ Приморская	ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	4711/2020/ДЭ/МАХА ГЭС	16.06.2021	2023	0,25	2,05	10	0,1						
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2023	25,3	ПС 110 кВ Юго-Восточная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,260	0,010	0,4	0,126	25,44	25,44	25,44	25,44	25,44	25,44
8	ПС 110 кВ ЗТМ	2023	39,9	ПС 110 кВ ЗТМ	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,392	0	0,4	0,139	40,005	40,005	40,005	40,005	40,005	40,005
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	2023	64,6	ПС 110 кВ Махачкала-110	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,414	0	0,4	0,141	64,757	64,757	64,757	64,757	64,757	64,757
10	ПС 110 кВ Шамхал	2023	52,6	ПС 110 кВ Шамхал	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	2,675	0	0,4	0,268	53,898	53,898	53,898	53,898	53,898	53,898
				ПС 110 кВ Шамхал	ООО «Агро - Ас»	245/2015	31.07.2015	2023	1	0	10	0,9						
				ПС 110 кВ Шамхал	ТУ на ТП менее 670 кВт			2027	0,005	0	0,4	0,001						
11	ПС 110 кВ Гуниб	2023	30,2	ПС 110 кВ Гуниб	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,727	0	0,4	0,073	30,281	30,281	30,281	30,281	30,281	30,281

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Акуша	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2006	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
2	ПС 110 кВ Анцух	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	н/д	2022	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Ботлих	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-16000/110/35/10	2012	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
4	ПС 110 кВ Гуниб	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2005	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2005	59	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Леваши	Т-1	ТДН-10000/110-Y1	2005	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	н/д	2022	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Тлох	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2014	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2014	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
7	ПС 110 кВ Цудахар	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2007	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2007	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
8	ПС 110 кВ Шамильское	Т-1	ТМН-6300/110/10	2007	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТМН-6300/110/10	2006	79	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
9	ПС 110 кВ Ахты	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1986	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1998	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
10	ПС 110 кВ Касумкент	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1981	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110/35/10	1966	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Мамедкала	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1973	64	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Огни	Т-1	ТДТН-10000/110	1976	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/6	2010	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
13	ПС 110 кВ Советская	Т-1	ТДН-2500/110/10	1982	85	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
14	ПС 110 кВ Кизляр-1	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1998	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
15	ПС 110 кВ Кизляр-2	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05

№ 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
16	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	Т-2	ТДТН-10000/110-70 У1	1980	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1974	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110/35/10	2004	62	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Акташ	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2012	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	59	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Бабаюрт	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1998	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1979	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Дылым	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1991	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1987	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ ЗФС	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	1989	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Кизилюртовская	Т-1	ТМТН-6300/110	2020	55	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1989	57	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Ярыксу	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2006	57	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2011	60	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Буйнакск-1	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	2008	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	2008	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
24	ПС 110 кВ ГПП	Т-1	ТДТН-31500/110	1971	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/6	2014	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
25	ПС 110 кВ Изберг-Северная	Т-1	ТДТН-16000/110-76 У1	1979	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1979	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Компас	Т-1	ТДН-16000/110/10	1983	54	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1983	59	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Новая	Т-1	ТДТН-40000/110-67 У1	1977	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	1978	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Очистные сооружения	Т-1	ТДН-10000/110/6	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН 25000/110/6/6	1989	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	ТДН-16000/110/6	2008	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДТН-25000/110/10	2022	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ ЦПП	Т-1	ТДТН-25000/110-10/6	1983	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-10/6	1983	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ Юго-Восточная	Т-1	ТДН-10000/110/6	2008	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	ТДН-10000/110/6	2008	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
32	ПС 110 кВ ЗТМ	Т-1	ТРДН-25000/110/6	1989	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	2004	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
33	ПС 110 кВ Махачкала-110	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1988	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2008	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
34	ПС 110 кВ Шамхал	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2011	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05
		Т-2	н/д	2023	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
35	ПС 110 кВ Куруш	Т-1	ТМТГ-5600/110	2002	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТН-6300/110-81 У1	2014	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,05

ПС 110 кВ Акуша.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 17,311 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 138 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 87 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,3 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,207 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,023 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ 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].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,311 + 0,023 + 0 - 0 = 17,334 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 139 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 87 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акуша ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Акуша расчетный объем ГАО составит 4,834 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 17,334 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Анцух.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 30,066 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 241 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 168 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +4,4 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +4,4 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,119.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Анцух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,006 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,066 + 0,001 + 0 - 0 = 30,067 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 241 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 168 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Анцух ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Анцух расчетный объем ГАО составит 12,16 МВА, при отключении Т-2 – 17,567 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,067 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ботлих.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 24,261 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 219 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 121 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +6,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,107, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +6,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ботлих планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,227 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,025 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,261 + 0,025 + 0 - 0 = 24,286 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 219 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 121 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ботлих ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Ботлих расчетный объем ГАО составит 4,286 МВА, при отключении Т-2 – 13,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 24,286 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Леваши.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 21,802 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 174 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного

трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 125 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Леваши планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,802 + 0,001 + 0 - 0 = 21,803 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 174 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 125 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Леваши ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Леваши расчетный объем ГАО составит 4,422 МВА, при отключении Т-2 – 9,303 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 21,803 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тлох.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 16,547 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 132 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +6,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Тлох планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,095 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,011 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,547 + 0,011 + 0 - 0 = 16,558 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 132 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тлох ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тлох расчетный объем ГАО составит 4,058 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,558 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Цудахар.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,802 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,3 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Цудахар отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,802 + 0 + 0 - 0 = 21,802 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Цудахар ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Цудахар расчетный объем ГАО составит 9,302 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,802 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шамильское.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,669 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +6,2$ °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамильское планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,209 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,023 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,669 + 0,023 + 0 - 0 = 9,692 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамильское ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шамильское расчетный объем ГАО составит 1,817 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,692 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 выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ахты.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,23 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 171 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 154 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +4,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,121, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +4,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ахты планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,526 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,058 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 19,23 + 0,058 + 0 - 0 = 19,288 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 172 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 154 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ахты ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Ахты расчетный объем ГАО составит 6,788 МВА, при отключении Т-2 – 8,075 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,288 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Касумкент.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,957 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 155 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,121.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Касумкент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,191 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,132 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,957 + 0,132 + 0 - 0 = 11,089 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 157 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Касумкент Т-1 и Т-2 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Касумкент расчетный объем ГАО составит 4,025 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 11,089 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мамедкала.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,058 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 284 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 112 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,121.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Мамедкала планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,064 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,058 + 0,064 + 0 - 0 = 20,122 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 285 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 112 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамедкала ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала расчетный объем ГАО составит 2,181 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 13,058 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,122 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Огни.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 15,161 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 121 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 135 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +4,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +4,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,121.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,554 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,062 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,161 + 0,062 + 0 - 0 = 15,223 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 122 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1

перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 136 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Огни ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Огни расчетный объем ГАО составит 4,01 МВА, при отключении Т-2 – 2,723 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,223 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Советская.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 3,054 МВА. Загрузка трансформатора Т-1 в нормальной схеме составляла 116 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 составляет 1,05.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Советская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,528 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,059 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,054 + 0,059 + 0 - 0 = 3,113 \text{ МВА.}$$

Таким образом, перспективная загрузка трансформатора составит 119 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО на ПС 110 кВ Советская составит 0,488 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 3,113 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

В настоящий момент на ПС 110 кВ Советская трансформатор Т-1 мощностью 2,5 МВА заменен на трансформатор мощностью 10 МВА (перевезен с ПС 110 кВ Геджух). Вышеуказанная установка трансформатора мощностью 4 МВА потребуется в случае, если трансформатор мощностью 10 МВА установлен по временной схеме.

ПС 110 кВ Кизляр-1.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 29,047 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 145 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +9,1$ °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,535 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,171 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,047 + 0,171 + 0 - 0 = 29,218 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кизляр-1 расчетный объем ГАО составит 9,217 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,218 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кизляр-2.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 21,802 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 109 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося

в работе трансформатора Т-2 составит 197 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +6,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +6,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,107.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-2 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,732 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,549 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,802 + 0,549 + 0 - 0 = 22,351 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 202 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Кизляр-2 расчетный объем ГАО составит 11,285 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 2,351 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,351 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,292 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 162 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +6,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,107.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,825 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,736 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,292 + 3,736 + 0 - 0 = 15,028 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 216 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Терекли-Мектеб ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб расчетный объем ГАО составит 8,057 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,028 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бабаюрт.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,209 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 116 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 202 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +0,3 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +0,3 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,148.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Бабаюрт планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,003 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,209 + 0,003 + 0 - 0 = 23,212 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 116 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 202 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бабаюрт ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Бабаюрт расчетный объем ГАО составит 11,733 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 3,212 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,212 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дылым.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,038 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 201 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +0,3^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,148.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дылым планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,112 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,124 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 23,038 + 0,124 + 0 - 0 = 23,162 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 202 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дылым ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дылым расчетный объем ГАО составит 11,683 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,162 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЗФС.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 43,004 МВА. Загрузка трансформатора Т-1 в нормальной схеме составляла 97 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} +6,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,107.

Фактическая максимальная нагрузка в период летнего максимума выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 41,966 МВА. Загрузка трансформатора Т-1 в нормальной схеме составляла 107 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} +22,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,98.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗФС планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,017 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,224 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов в зимний период согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43,004 + 0,224 + 0 - 0 = 43,228 \text{ МВА.}$$

Таким образом, перспективная загрузка трансформатора в зимний период составит 98 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов в летний период согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,966 + 0,224 + 0 - 0 = 42,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, перспективная загрузка трансформатора в летний период составит 108 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗФС ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО на ПС 110 кВ ЗФС в период летнего максимума составит 2,982 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в период летнего максимума рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 42,19 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 40 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Так же дополнительно необходимо отметить, что в соответствии с «Программой повышения надежности работы электросетевого комплекса Республики Дагестан» планируется реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформатора Т-2 мощностью 31,5 МВА (в настоящий момент демонтирован) на новый трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +22,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,189, при ТНВ +6,2 °С – 1,25.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 в зимний период составит 86 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-2 при отключении трансформатора Т-1 в летний период составит 89 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

С учетом вышеизложенного, установка трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА является допустимой.

ПС 110 кВ Кизилюртовская.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,79 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 202 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 127 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизилюртовская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,898 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,79 + 0,1 + 0 - 0 = 13,89 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 203 % от $S_{\text{ддн}}$, что

превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 128 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизилюртовская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Кизилюртовская расчетный объем ГАО составит 3,027 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 7,047 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,89 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Буйнакск-1.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 57,19 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 210 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 183 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +8,8 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,088, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +8,8 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Буйнакск-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,222 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 57,19 + 0,222 + 0 - 0 = 57,412 \text{ МВА.}$$

Таким образом, ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 211 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 184 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Буйнакск-1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения Т-1 на ПС 110 кВ Буйнакск-1 расчетный объем ГАО составит 26,162 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 30,202 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 57,412 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,88 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +4,1^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,121.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Изберг-Северная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,644 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,182 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,88 + 0,182 + 0 - 0 = 22,062 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изберг-Северная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изберг-Северная расчетный объем ГАО составит 4,121 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,062 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 14,199 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 124 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 50 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Очистные сооружения отсутствуют действующие договоры на технологическое присоединение.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,199 + 0 + 0 - 0 = 14,199 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 2,776 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 14,199 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЦПП.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,188 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,142.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЦПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,479 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,164 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,188 + 0,164 + 0 - 0 = 32,352 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЦПП ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ЦПП расчетный объем ГАО составит 3,795 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,352 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Акташ.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 56,7 МВА (Т-1 – 34,1 МВА, Т-2 – 22,6 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 109 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 2,8 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 118 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 3,4 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 181 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 295 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -12 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -12 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Акташ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,502 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,353 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 56,7 + 1,353 + 0 - 0 = 58,053 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 186 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 302 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акташ ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 7,553 МВА. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Акташ расчетный объем ГАО составит 38,853 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 26,803 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,053 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ярыксу.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 67,4 МВА (Т-1 – 34 МВА, Т-2 – 33,4 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 162 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 13,1 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 159 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 12,4 МВА.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 322 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +38 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,838.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ярыксу планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,694 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,988 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 67,4 + 0,988 + 0 - 0 = 68,388 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 326 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ярыксу ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный

объем ГАО составит 26,488 МВА. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ярыксу расчетный объем ГАО составит 47,438 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить строительство новой ПС 110 кВ Ярыксу-2 (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов ВЛ 110 кВ Кизилюртовская – Ярыксу (ВЛ-110-176) на ПС 110 кВ Ярыксу-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Ярыксу на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Ярыксу-2 по сетям 10, 35 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 10 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ГПП.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 71,1 МВА (Т-1 – 24,8 МВА, Т-2 – 46,3 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 93 % от $S_{\text{дн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 105 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 2,3 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 266 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 161 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +37 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,494 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,277 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 71,1 + 0,277 + 0 - 0 = 71,377 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 268 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 162 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГПП ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 2,577 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора

Т-2 на ПС 110 кВ ГПП расчетный объем ГАО составит 44,697 МВА, в случае аварийного отключения Т-1 – 27,337 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ ГПП мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА и строительство новой ПС 110 кВ ГПП-2 (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ ГПП на вновь сооружаемую ПС 110 кВ ГПП-2 по сетям 6 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Компас.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 38,8 МВА (Т-1 – 19,4 МВА, Т-2 – 19,4 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 и Т-2 составляла 143 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 11,6 МВА.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 286 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +37^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Компас планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,082 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,231 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,8 + 0,231 + 0 - 0 = 39,031 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 288 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Компас ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 11,831 МВА. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Компас расчетный объем ГАО составит 25,479 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,031 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по

номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новая.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 93,7 МВА (Т-1 – 47,4 МВА, Т-2 – 46,3 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 140 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 13,5 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 137 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 12,4 МВА.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 277 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Новая планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,025 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,782 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 93,7 + 0,782 + 0 - 0 = 94,482 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 279 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 26,682 МВА. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая расчетный объем ГАО составит 60,602 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить строительство новой ПС 110 кВ Новая-2 (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Новая на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Новая-2 по сетям 6, 35 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Приморская.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка за 2023 года составила 42,5 МВА (Т-1 – 13,5 МВА, Т-2 – 29,1 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 77 % от $S_{\text{длн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 137 % от $S_{\text{длн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 7,9 МВА.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +37 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

На ПС 110 кВ Приморская установлены Т-1 номинальным напряжением 110/6 кВ и Т-2 номинальным напряжением 110/10 кВ, а так же трансформатор связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА, в связи с чем взаиморезервирование трансформаторов Т-1 и Т-2 ограничено максимальной пропускной способностью трансформатора Т-3 – 6,615 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 114 % (20,115 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 169 % (35,715 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ данного трансформатора.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Приморская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,445 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,466 МВА).

В нормальной схеме с учетом прироста нагрузки суммарный объем ГАО составит 9,366 МВА.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-1 в случае отключения трансформатора Т-2, при условии присоединения нагрузки по ТУ на ТП до 670 кВт в объеме 0,52 МВт (0,578 МВА) на шины 6 кВ трансформатора Т-1, может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,5 + 6,615 + 0,578 = 20,693 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 118 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки Т-1 ПС 110 кВ Приморская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 26,35 МВА.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-2 в случае отключения трансформатора Т-1, при условии присоединения нагрузки по ТУ на ТП до 670 кВт в объеме 0,52 МВт (0,578 МВА) на шины 10 кВ трансформатора Т-2 (так же в соответствии с данными ТСО, приведенными в таблице 11, потребители суммарной мощностью 0,888 МВА присоединяются на шины 10 кВ трансформатора Т-2), может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,1 + 6,615 + 0,578 + 0,888 = 37,182 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 176 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки Т-2 ПС 110 кВ Приморская ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 22,791 МВА.

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Приморская согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 42,5 + 1,466 + 0 - 0 = 43,966 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы с расщепленной обмоткой НН мощностью по стороне высокого напряжения не менее 43,966 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

Учитывая предложение по демонтажу трансформатора связи Т-3 10/6 кВ, перспективная нагрузка трансформатора Т-1 (6 кВ) может составить:

$$S_{персп}^{тр} = 13,5 + 0,578 = 14,078 \text{ МВА,}$$

перспективная нагрузка трансформатора Т-2 (10 кВ) может составить:

$$S_{персп}^{тр} = 29,1 + 0,578 + 0,888 = 30,566 \text{ МВА.}$$

Таким образом, с учетом демонтажа Т-3 10/6 кВ мощность расщепленной обмотки НН устанавливаемых трансформаторов должна быть не менее 30,566 МВА.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанным значениям является трансформатор мощностью 63 МВА с расщепленной обмоткой НН мощностью 31,5 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы номинальным напряжением 110/10/6 кВ с расщепленной обмоткой НН мощностью 2×63 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 25,3 МВА (Т-1 – 12,9 МВА, Т-2 – 12,4 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 117 % от $S_{дн}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1,9 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 113 % от $S_{дн}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1,4 МВА.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 230 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Юго-Восточная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,3 + 0,14 + 0 - 0 = 25,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 231 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 3,44 МВА. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 14,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЗТМ.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 39,85 МВА (Т-1 – 19,925 МВА, Т-2 – 19,925 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 72 % от $S_{\text{ддн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 146 % от $S_{\text{ддн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 6,4 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 145 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 294 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +37 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗТМ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,392 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,155 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 39,85 + 0,155 + 0 - 0 = 40,005 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 146 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 296 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗТМ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 6,555 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ ЗТМ расчетный объем ГАО составит 26,503 МВА, при отключении Т-2 – 12,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,005 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Махачкала-110.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 64,6 МВА (Т-1 – 32,3 МВА, Т-2 – 32,3 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 152 % от $S_{\text{ддн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 11,1 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 117 % от $S_{\text{ддн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 4,8 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 305 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 235 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +37 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,101.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Махачкала-110 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,414 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,157 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 64,6 + 0,157 + 0 - 0 = 64,757 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 306 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 235 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Махачкала-110 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 16,057 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Махачкала-110 расчетный объем ГАО составит 37,232 МВА, при отключении Т-2 – 43,582 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить строительство новой ПС 110 кВ Махачкала-110-2 (наименование приведено условно) с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) на ПС 110 кВ Махачкала-110-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Махачкала-110 на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Махачкала-110-2 по сетям 10, 35 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 10 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шамхал.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 52,6 МВА (Т-1 – 32,2 МВА, Т-2 – 20,4 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 103 % от $S_{\text{ддн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 69 % от $S_{\text{ддн}}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 168 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 178 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -7 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -7 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамхал планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,298 МВА).

В рамках реализации мероприятия по строительству заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная предполагается перевод нагрузки в объеме до 21 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,6 + 1,298 + 0 - 21 = 32,898 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 105 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 111 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамхал ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 2,298 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Шамхал расчетный объем ГАО составит 3,273 МВА, при отключении Т-2 – 1,648 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,898 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гуниб.

Согласно данным в таблицах 10, 12 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 30,2 МВА (Т-1 – 14 МВА, Т-2 – 16,2 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 112 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1,5 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 135 % от $S_{\text{дн}}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 4,2 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 242 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 252 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -20 °С и режиме

нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -20 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гуниб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,727 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,081 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,2 + 0,081 + 0 - 0 = 30,281 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 242 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 252 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гуниб ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 5,781 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Гуниб расчетный объем ГАО составит 18,281 МВА, при отключении Т-2 – 17,781 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 30,281 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Куруш.

Согласно данным в таблицах 8, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 5,671 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 93 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 72 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Куруш планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,019 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,671 + 0,019 + 0 - 0 = 5,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 94 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 72 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Северный Кавказ» (замена на ПС 110 кВ Куруш трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый).

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

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

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Анализ загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Геджух, ПС 110 кВ Агабалаева и ПС 330 кВ Дербент проведен на основании включения данных ПС в пообъектный перечень с мероприятиями по техническому перевооружению и реконструкции, которые необходимо включить в проект приоритетного перечня мероприятий «Программы повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан, в том числе городского округа Махачкала на 2024–2027 гг.» в соответствии с заключением АО «Техническая инспекция ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» о рассмотрении данного перечня.

В таблице 13 приведена нагрузка вышеуказанных ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году. В таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка данных центров питания.

В таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ, на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	
1	ПС 110 кВ Геджух	110/10	Т-1	ТДН-10000/110/10	113/10,5	10	2023	87	13.02	-4	0	0	0	10.08	+37	0	0	0	0
			Т-2	ТМН-2500/110/10	113/10,5	2,5	1982	85	13.02	-4	1,5	0,6	1,6	10.08	+37	2,7	1,1	2,9	
2	ПС 110 кВ Агабалаева	110/6	Т-1	ТДНГ-20000/110/6	118,3/6,3	22	1972	78	13.02	-4	16,7	5,1	17,5	10.08	+37	16,7	6,7	18,0	0
			Т-2	ТДТН-10000/110/35/6	118,3/6,3	10	1970	83	13.02	-4	12,8	5,1	13,8	10.08	+37	12,7	5,1	13,7	
3	ПС 330 кВ Дербент	110/6	Т-1	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1972	79	13.02	-4	13,3	5,3	14,3	10.08	+37	16,7	6,7	18,0	0
			Т-2	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1974	81	13.02	-4	11,1	4,4	11,9	10.08	+37	12,7	5,1	13,7	

Таблица 14 – Перспективная нагрузка подстанций 110 кВ характеризующихся рисками ввода ГВО с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ	Максимальная нагрузка в 2023 году		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Геджух	2023	2,9	ПС 110 кВ Геджух	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,37	0	0,4	0,037	4,052	4,052	4,052	4,052	4,052	4,052
				ПС 110 кВ Геджух	ООО «Алвиса»	9309/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	21.09.2021	2023	2	0	10	1						
2	ПС 110 кВ Агабалаева	2023	31,7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7
3	ПС 330 кВ Дербент	2023	31,1	ПС 330 кВ Дербент	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,93	0	0,4	0,093	31,559	31,559	31,559	31,559	31,559	31,559
				ПС 330 кВ Дербент	ООО «Республиканский экологический оператор»	н/д	н/д	2023	3,2	0	10	0,32						

Таблица 15 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Геджух	Т-1	ТДН-10000/110/10	1982	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-2500/110/10	1982	85	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Агабалаева	Т-1	ТДНГ-20000/110/6	1972	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/6	1970	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Дербент	Т-1	ТДН-16000/110/6	1972	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1974	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

ПС 110 кВ Геджух.

Согласно данным в таблицах 13, 15 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 2,9 МВА (Т-1 – 0 МВА, Т-2 – 2,9 МВА).

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 34 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 110 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847. В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Геджух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,152 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,9 + 1,152 + 0 - 0 = 4,052 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 48 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 154 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Геджух ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Геджух расчетный объем ГАО составит 1,427 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 4,052 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Агабалаева.

Согласно данным в таблицах 13, 15 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 31,7 МВА (Т-1 – 18 МВА, Т-2 – 13,7 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 97 % от $S_{дн}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 161 % от $S_{дн}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 5,2 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 170 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 374 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Агабалаева отсутствуют действующие договоры на технологическое присоединение.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 31,7 + 0 + 0 - 0 = 31,7 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Агабалаева ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 5,2 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Агабалаева расчетный объем ГАО составит 23,23 МВА, при отключении Т-2 – 13,066 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,7 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 22 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 330 кВ Дербент

Согласно данным в таблицах 13, 15 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 31,1 МВА (Т-1 – 18 МВА, Т-2 – 13,1 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 132 % от $S_{дн}$, что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 4,4 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 96 % от $S_{дн}$, что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов 110/6 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора 110/6 кВ составит 229 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +37 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,847.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 330 кВ Дербент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,459 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,1 + 0,459 + 0 - 0 = 31,559 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов 110/6 кВ перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора 110/6 кВ составит 233 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 330 кВ Дербент ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В нормальной схеме суммарный объем ГАО составит 4,859 МВА. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов 110/6 кВ на ПС 330 кВ Дербент расчетный объем ГАО составит 18,007 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 110/6 кВ на трансформаторы 110/6 кВ мощностью не менее 31,559 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов 110/6 кВ Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 16 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Дагестан, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	ПС 110 кВ Сабнова	МКУ «УКС» городского округа «Город Дербент»	0,0	25,0	110	2023	ПС 330 кВ Дербент ПС 110 кВ Агабалаева

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан на период 2024–2029 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8600	8646	8680	8709	8737	8767	8796
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	46	34	29	28	30	29
Годовой темп прироста, %	–	0,53	0,39	0,33	0,32	0,34	0,33

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан прогнозируется на уровне 8796 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,52 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 46 млн кВт·ч или 0,53 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 28 млн кВт·ч или 0,32 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 16.

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



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

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

- развитием инфраструктуры региона;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1546	1615	1624	1629	1635	1640	1645
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	69	9	5	6	5	5
Годовой темп прироста, %	–	4,46	0,56	0,31	0,37	0,31	0,30
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5563	5354	5345	5346	5344	5346	5347

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2029 году прогнозируется на уровне 1645 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,69 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 69 МВт или 4,46 %, что обусловлено вводом объектов социальной сферы; наименьший прирост ожидается в 2025, 2028–2029 годах и составит по 5 МВт в год или на уровне 0,30–0,31 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется к 2029 году на уровне 5347 ч/год.

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

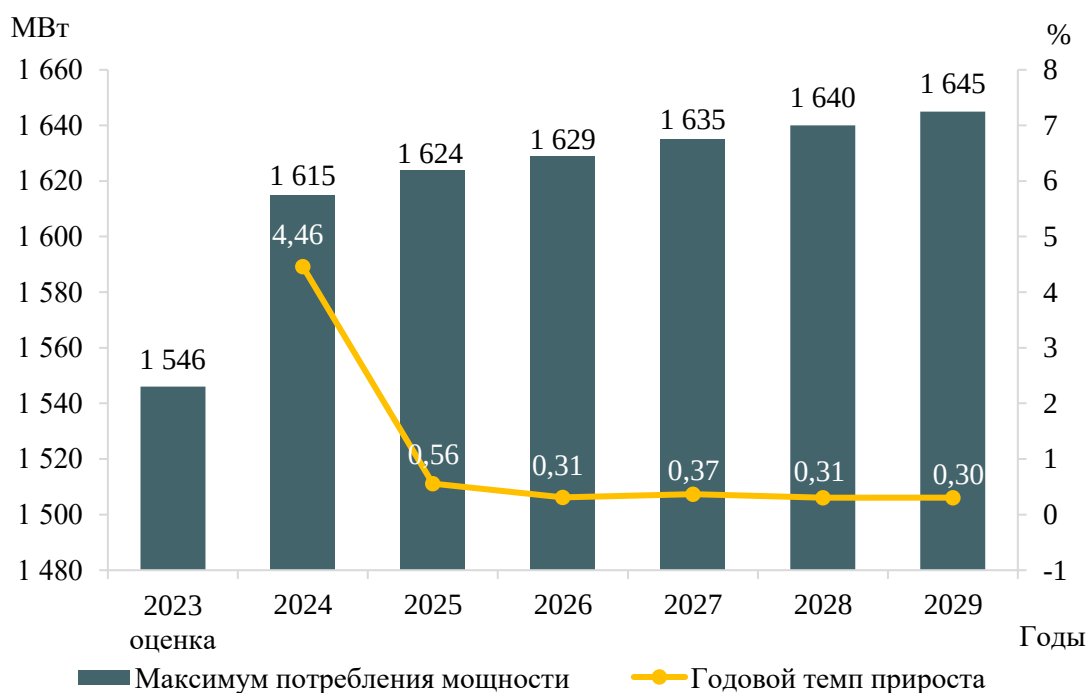


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 519,3 МВт, в том числе на ГЭС – 49,8 МВт, на ВЭС, СЭС – 469,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Дагестан в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Республики Дагестан	–	–	315,0	154,5	–	–	49,8	519,3
ГЭС	–	–	–	–	–	–	49,8	49,8
ВИЭ – всего	–	–	315,0	154,5	–	–	–	469,5
ВЭС	–	–	155,1	154,5	–	–	–	309,5
СЭС	–	–	159,9	–	–	–	–	159,9

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 309,5 МВт, СЭС – 159,9 МВт.

В энергосистеме Республики Дагестан в период 2024–2029 годов предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих объектов установленной мощностью 49,8 МВт на малых ГЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 108 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2029 году составит 2547,4 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Дагестан по сравнению с отчетным годом снизится доля ГЭС с 98,23 % до 80,23 %, доля ТЭС снизится с 0,94 % до 0,71 %. Доля СЭС возрастет с 0,83 % в отчетном году до 6,91 % в 2029 году, доля ВЭС к 2029 году составит 12,15 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена в таблице 20. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена на рисунке 6.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Республики Дагестан	1920,1	1920,1	2260,1	2464,6	2493,6	2497,6	2547,4
ГЭС	1886,1	1886,1	1911,1	1961,1	1990,1	1994,1	2043,9
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВИЭ – всего	16,0	16,0	331,0	485,5	485,5	485,5	485,5
ВЭС	–	–	155,1	309,5	309,5	309,5	309,5
СЭС	16,0	16,0	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9

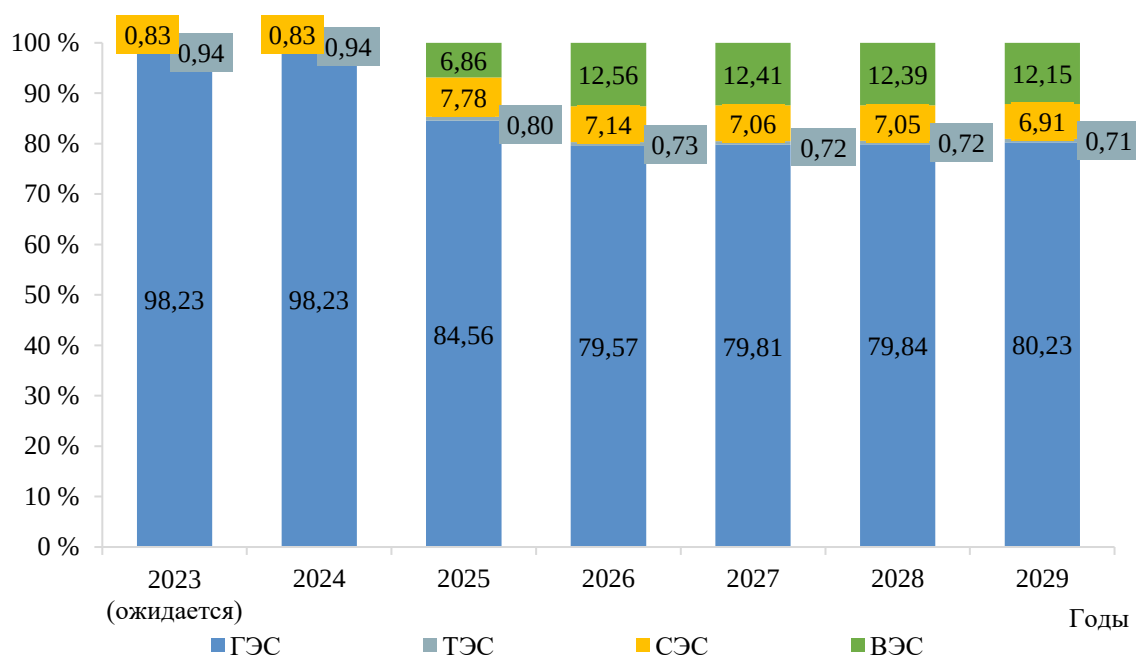


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Дагестан с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	1,1	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ООО «Восход»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	3,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ООО «Восход»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	17	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	12,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	35	км	2×0,75	–	–	–	–	–	1,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 22 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Дагестан.

Таблица 22 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Дагестан

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Сабнова с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	–	25
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123) до ПС 110 кВ Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5				
3	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 37,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	37,5	–	–	–	–	–	37,5				
5	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	ПАО «Россети»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х				
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент-тяговая с отпайкой на ПС Изберг-Южная (ВЛ-110-143) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 27,25 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	27,25	–	–	–	–	–	27,25				
7	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент-тяговая с отпайкой на ПС Изберг-Южная (ВЛ-110-143)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х				
8	Строительство ПС 110 кВ НС-Сулак с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	–	2,2
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – 3ФС (Х-1) до ПС 110 кВ НС-Сулак ориентировочной протяженностью 0,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
10	Строительство ПС 110 кВ Чистое море с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	–	7,452
11	Строительство двух ВЛ 110 кВ Махачкала – Чистое море ориентировочной протяженностью 12 км каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	–	24				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
12	Строительство ПС 110 кВ НС-Акташ с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×2,5	–	–	–	–	–	2,5	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	0,8	1,2
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ярыксу – Кизилюртовская (Л-176) до ПС 110 кВ НС-Акташ ориентировочной протяженностью 0,6 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	0,6	–	–	–	–	–	0,6				
14	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» г. Хасавюрт	МКУ «Управление капитального строительства» г. Хасавюрт	–	1,28
15	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрации муниципального района «Ногайский район»	Администрация муниципально-го района «Ногайский район»	–	4,8
16	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2
17	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2,83
18	Строительство РУ 110 кВ Чолпан СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	–	–	1×62,9	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Чолпан СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
19	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) до РУ 110 кВ Чолпан СЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	1×0,2	–	–	–	–	0,2				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
8	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
9	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
13	Реконструкция ПС 110 кВ Советская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
14	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
15	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
16	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрации муниципального района «Ногайский район»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
17	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» г. Хасавюрт
18	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
20	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
21	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
22	Строительство ПС 110 кВ Ярыксу-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
23	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кизилюртовская – Ярыксу (ВЛ-110-176) на ПС 110 кВ Ярыксу-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
24	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакс-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
25	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
26	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
27	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
28	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
29	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
30	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
31	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
32	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
33	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
34	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
35	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
36	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
37	Строительство ПС 110 кВ Махачкала-110-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
38	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) на ПС 110 кВ Махачкала-110-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
39	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

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 25 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 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 25 – 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 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ Новолакской ВЭС с четырьмя трансформаторами 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	110	МВА	–	–	2×80	2×80	–	–	–	320	Новолакская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	309,543
2	Строительство двух ВЛ 110 кВ Новолакская ВЭС – Артем ориентировочной протяженностью 28 км каждая	110	км	–	–	2×28	–	–	–	–	56			
3	Строительство РУ 110 кВ Зодиак СЭС с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»	99,927
4	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) до РУ 110 кВ Зодиак СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
5	Строительство РУ 110 кВ Могохской ГЭС с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×32	64	Могохская ГЭС	ПАО «РусГидро»	49,8
6	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) на РУ 110 кВ Могохской ГЭС ориентировочной протяженностью 0,7 км каждый	110	км	–	–	–	–	–	–	2×0,7	1,4			

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

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта 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 10.11.2022 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) 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:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Республики Дагестан осуществляют свою деятельность 7 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 97 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Дагестан).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Республики Дагестан на прогнозный период включает в себя:

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

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

¹ Постановление Республиканской службы по тарифам Республики Дагестан от 26.12.2014 № 140 (с изменениями на 4.05.2023).

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан от 31.01.2023 № 45-ОД-10/23 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Дагестан, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Дагестан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Дагестан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республики Дагестан, принимаемого на основании

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Республики Дагестан по тарифному решению	2 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %

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

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

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

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

определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Дагестан представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Республики Дагестан (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2235	2106	1823	53	53	53
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	1979	2059	1774	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2190	2107	1825	53	53	53

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 29 и на рисунке 7.

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

Таблица 29 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	12,4	13,0	13,5	14,0	14,6	15,1
НВВ	млрд руб.	17,7	22,9	26,4	26,8	25,0	23,7
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	5,3	9,9	13,0	12,8	10,4	8,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	3,4	3,9	4,0	3,7	3,5
Среднегодовой темп роста	%	–	129	115	101	93	95
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,8	1,5	1,9	1,9	1,5	1,3

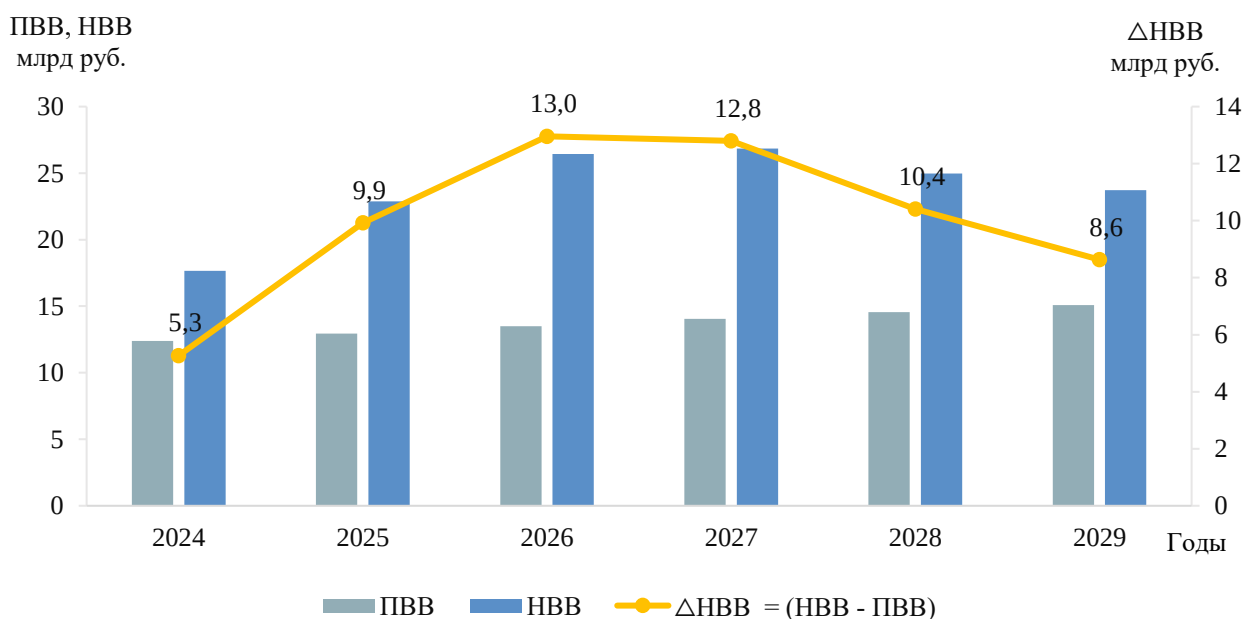


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 29, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования во всех рассматриваемых сценариях (сценарий 1, 2, 3) Дефицит финансирования в указанных сценариях за 2024–2029 годы составляет 6,3–9,3 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

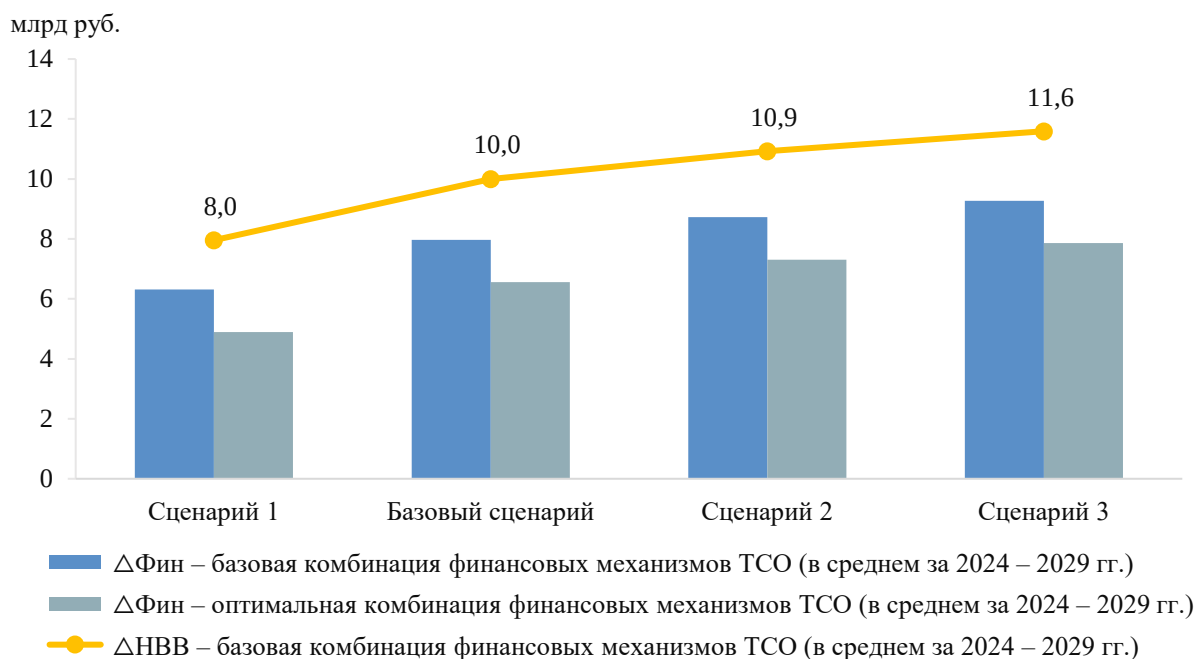


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Дагестан

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	100 %	100 %	100 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде сохраняется недостаточность тарифного регулирования во всех сценариях при значительных объемах бюджетного финансирования, что связано с ростом прогнозных капитальных вложений, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, а также высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию в 2023 году в соответствии с инвестиционными программами ТСО.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Дагестан, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Дагестан, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;
- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан оценивается в 2029 году в объеме 8796 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,52 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2029 году увеличится и составит 1645 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,69 %.

Высокие темпы прироста мощности в энергосистеме Республики Дагестан прогнозируются в 2024 году, что обусловлено вводом объектов социальной сферы.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5354–5344 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 519,3 МВт, в том числе на ГЭС – 49,8 МВт, на ВЭС, СЭС – 469,5 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 108 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2029 году составит 2547,4 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 202,25 км, трансформаторной мощности 2949,7 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: 24.08.2023).

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 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. 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 «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: 24.08.2023).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «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», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: 24.08.2023).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Дагестан													
Чирюртская ГЭС-1	ПАО «РусГидро»			–									
		1	ПЛИ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	40,0	40,0	Модернизация в 2028 г.
		2	ПЛИ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	40,0	40,0	40,0	Модернизация в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–		72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	76,0	80,0	80,0	
Чирюртская ГЭС-2	ПАО «РусГидро»			–									
		3	ПЛИ-103-ВБ-500		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Гергебильская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-ГМ-5		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	РО-ГМ-5		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		4	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		5	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	
Чиркейская ГЭС	ПАО «РусГидро»				–								
		1	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)	250,0		250,0	250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2027 г.
		2	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)	250,0		250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2026 г.
		3	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)	250,0		250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2025 г.
		4	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)	250,0		250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	1000,0		1000,0	1000,0	1025,0	1075,0	1100,0	1100,0	1100,0	
Миатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	ПЛИ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	ПЛИ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
Ирганайская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал			–									
		1	РО-230-В-440		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	РО-230-В-440		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–		400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Курушская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	«Пельтон»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
		2	«Пельтон»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Ахтынская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		3	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Гунибская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Агульская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Бавтугайская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Магинская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Гельбахская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		–	–		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	
Амсарская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-100-Г-40		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	РО-100-Г-40		0,5	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	1,0	
Гоцатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал			–									
		1	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Шиназская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-120-Г-65		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	РО-100-Г-40		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Аракульская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–									
		1	РО-120-Г-65		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	РО-100-Г-40		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»			–									
		1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)					25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)					25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)					25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)					22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	
Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»			–									
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Могохская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)									49,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–									49,8	
Ногайская СЭС (Южно-Сухокумская СЭС)	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		1	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Каспийская	ООО «МЭК-ИНЖЕНИРИНГ»			–									
		–	ФЭСМ		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-134)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-135)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)					47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)						54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-153)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)						54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-154)	АО «ВетроОГК-2»			–									
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)						46,5	46,5	46,5	46,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						46,5	46,5	46,5	46,5	

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

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

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Ярыксу-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	740,35	740,35
2	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кизилюртовская – Ярыксу (ВЛ-110-176) на ПС 110 кВ Ярыксу-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	80,85	80,85

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
3	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	751,56	751,56
4	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	76,84	76,84
5	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Махачкала- 110-2 с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	740,35	740,35

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) на ПС 110 кВ Махачкала-110-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	76,84	76,84
7	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	591,58	591,58
8	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	73,54	73,54

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
9	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	121,27	121,27
10	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	111,16	111,16
11	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	226,1	226,1

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
12	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,88	209,88
13	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	233,6	233,6
14	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	203,39	203,39

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
15	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16
16	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	215,16	215,16
17	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ 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	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	123,51	123,51

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
18	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16
19	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,51	242,51
20	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	210,07	210,07

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
21	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16
22	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	156,79	156,79
23	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Советская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	53,99	53,99

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
24	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	226,10	226,10
25	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
26	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли- Мектеб с заменой трансформаторов Т- 1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрации муниципального района «Ногайский район»	210,07	210,07
27	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Управление капитального строительства» г.Хасавюрт	286,28	286,28

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
28	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16
29	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16
30	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	143,15	143,15

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
31	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	152,71	152,71
32	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакс- 1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	286,28	286,28
33	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг- Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,16	215,16

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
34	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51
35	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	78,39	78,39
36	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
37	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 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	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51
38	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Юго- Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51
39	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	– ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
40	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	220,33	220,33
41	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	60,12	60,12

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
42	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51
43	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	–	1,1	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,39	1,39
44	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ООО «Восход»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,61	5,61
45	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	–	3,5	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,02	4,02

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
46	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Каспийской ТЭЦ с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ООО «Восход»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,61	5,61
47	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15,07	15,07
48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	10,96	10,96

№ 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 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	35	км	2×0,75	–	–	–	–	–	–	1,5	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	25,75	25,75

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.