

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

РЕСПУБЛИКА ДАГЕСТАН

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Описание энергосистемы	10
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Дагестан.....	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.1.1 Энергорайон №1. Центральный энергорайон Республики Дагестан	15
2.1.2 Энергорайон №2. Южный энергорайон Республики Дагестан	17
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	19
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	41
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	41
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	41
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии	

	и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	84
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	85
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Республики Дагестан и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	85
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	87
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	88
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	89
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	91
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	91
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	93
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	95
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	100
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	100
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	102

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	103
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	105
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	107
	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	110

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АРН	–	автоматическое регулирование напряжения
АТ	–	автотрансформатор
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	–	график временного отключения потребления
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДЗШ	–	дифференциальная защита шин
ДФЗ	–	дифференциально-фазная защита
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -14 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 14 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +10 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 10 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -14 °С; Мин зима 0,92	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 14 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +10 °С; Мин зима МУ	– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 10 °С
ИПР	– инвестиционная программа развития
КВЛ	– кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	– короткое замыкание
КРУН	– комплектное распределительное устройство для наружной установки
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; Макс лето	– летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 25 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +25 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 25 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МКПА	–	микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОАПВ	–	однофазное автоматическое повторное включение
ОГ	–	отключение генераторов
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОН	–	отключение нагрузки
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РД	–	рабочая документация
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
САОН	–	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТАПВ	–	трехфазное автоматическое повторное включение
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение

ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФОЛ	–	фиксация отключения линии электропередачи
ШР	–	шинный разъединитель
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
ЭЭ	–	электрическая энергия
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
ΔW	–	значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Дагестан за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на период до 2028 года, в том числе:

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики 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 энергосистемы Республики Дагестан

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 01.01.2022 составила 1905,1 МВт, в том числе: ГЭС – 1886,1 МВт, ТЭС – 18,0 МВт, СЭС – 1,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации,

реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (уточнение)	
Всего	1904,1	–	–	–	1,0	1905,1
ГЭС	1886,1	–	–	–	–	1886,1
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
ВИЭ – всего	–	–	–	–	1,0	1,0
СЭС	–	–	–	–	1,0	1,0

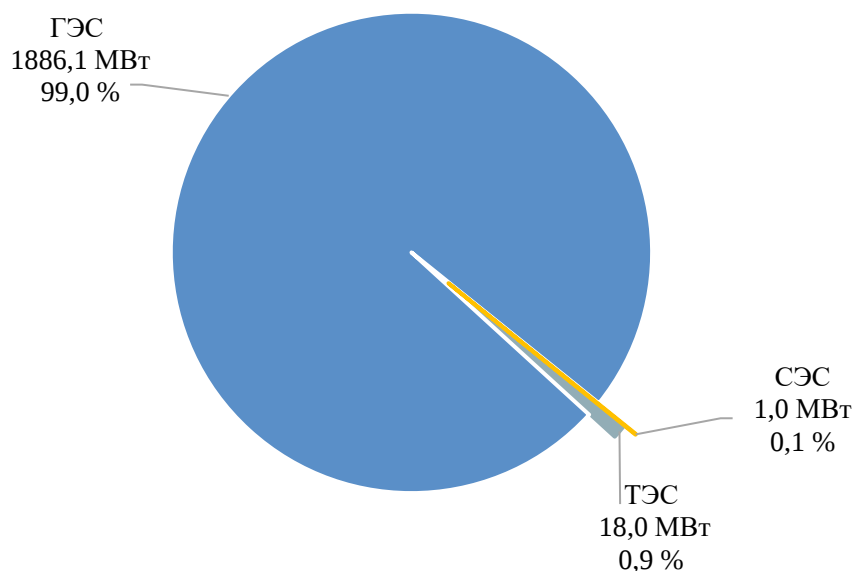


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6504	6488	6652	6888	7708
Годовой темп прироста, %	1,58	-0,25	2,53	3,55	11,90
Максимум потребления мощности, МВт	1270	1229	1196	1307	1435
Годовой темп прироста, %	0,79	-3,23	-2,69	9,28	9,82
Число часов использования максимума потребления мощности, час/год	5761	6035	5562	5270	5370
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	01.02 18:00	16.01 18:00	12.01 18:00	25.12 18:00	24.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-8,0	-1,1	1,5	-4,5	-5,2

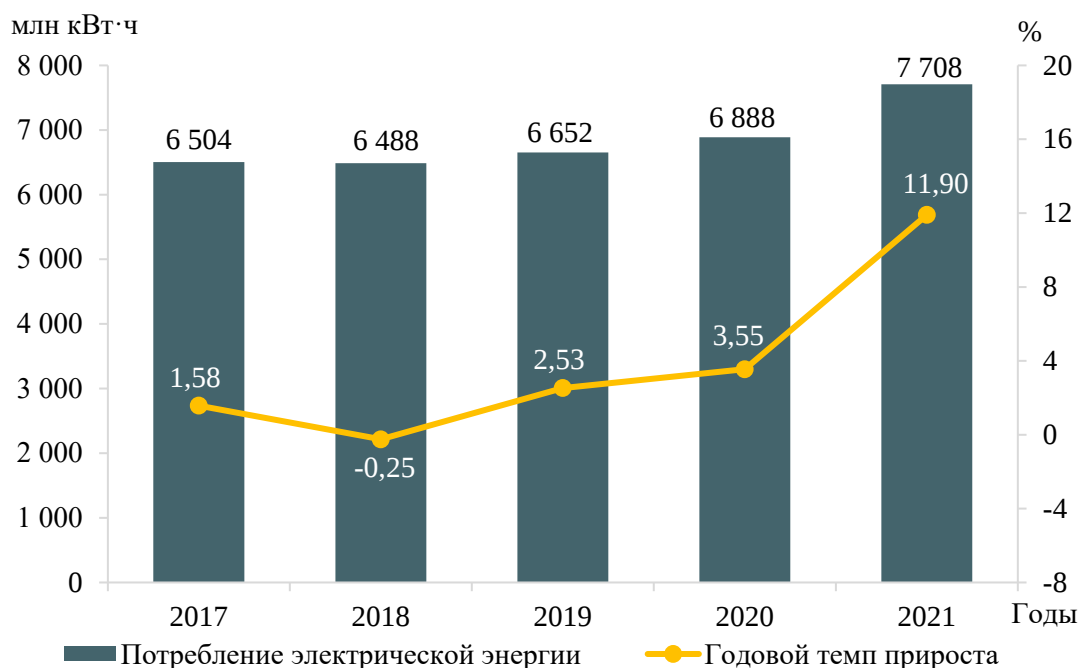


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

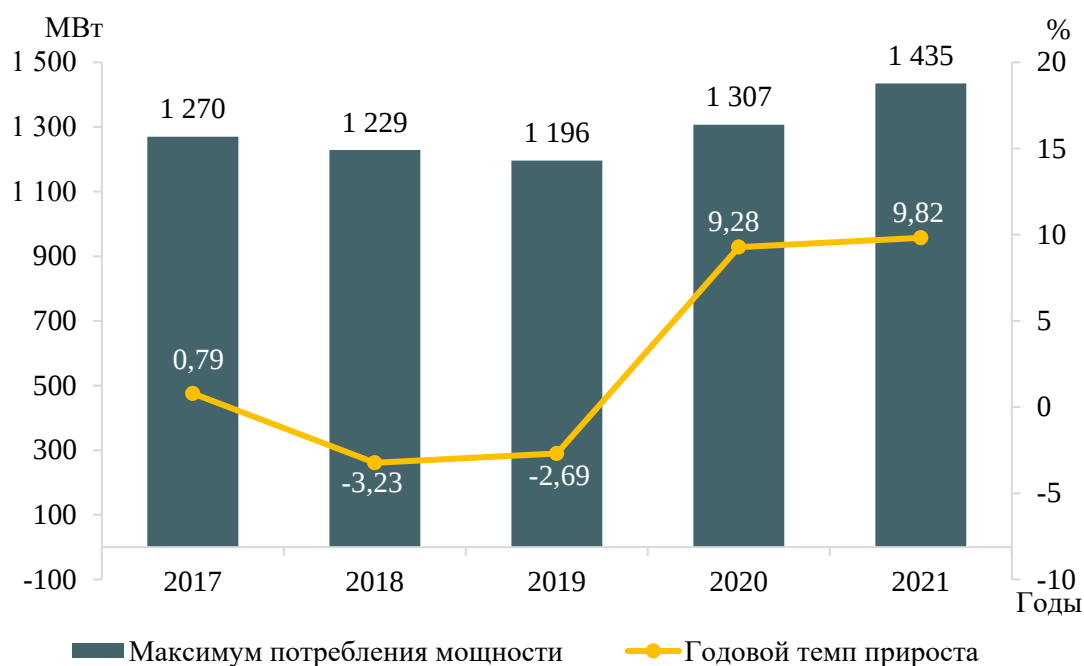


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан увеличилось на 1305 млн кВт·ч и составило в 2021 году 7708 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,78 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 11,90 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2018 году и составило -0,25 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы вырос на 175 МВт и составил 1435 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,64 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,82 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер. Наибольшее годовое снижение мощности -3,23 % в 2019 году. Снижение связано, в основном, с положительными ТНВ в период ОЗП.

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

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

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории энергосистемы Республики Дагестан приведен в таблице 3. Перечень

изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории энергосистемы 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

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, характеризующихся 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 Буйнакс-1, ПС 110 кВ Буйнакс-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 (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +25 °С в случае аварийного отключения АТ-1 (АТ-2) ПС 330 кВ Махачкала в единичной ремонтной схеме 2СШ-330 (1СШ-330) ПС 330 кВ Махачкала расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал превышает ДДТН на величину до 10 %, ВЛ 110 кВ Артем – Компас превышает ДДТН на величину до 3 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт	Двойная ремонтная схема ¹⁾ , в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в двойной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал составляет 562 А (110 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 510 А (ошиновка на ПС 330 кВ Артем и провод ЛЭП) Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артем – Компас составляет 524 А (103 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 510 А (ошиновка на ПС 330 кВ Артем и провод ЛЭП)	Отсутствуют	Перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем строительства заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и Стекольная – Алмало	Отсутствуют	Мероприятие по строительству заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная предусмотрено в утвержденной ИИП ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы со сроком реализации ПИР в 2023 году
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками в нормальной схеме расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до Каспийской ТЭЦ) превышает АДТН на величину до 15 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 23 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до Каспийской ТЭЦ) составляет 409 А (115 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> – 357 А (провод ЛЭП); – 400 А (ТТ на Каспийской ТЭЦ)	Отсутствуют	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками марки М-70 (3,5 км) на провод с $I_{адтн} \geq 409$ А при ТНВ +35 °С. Замена ТТ ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками на Каспийской ТЭЦ на ТТ с $I_{адтн} \geq 409$ А	Отсутствуют	Отсутствует
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками в нормальной схеме расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до Каспийской ТЭЦ) превышает АДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС 110 кВ Очистные сооружения до Каспийской ТЭЦ) составляет 414 А (104 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> – 411 А (провод ЛЭП); – 400 А (ТТ на Каспийской ТЭЦ)	Отсутствуют	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками марки АС-120 (1,1 км) на провод с $I_{адтн} \geq 414$ А при ТНВ +35 °С. Замена ТТ ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками на Каспийской ТЭЦ на ТТ с $I_{адтн} \geq 414$ А	Отсутствуют	Отсутствует

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 (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В зимнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ -14 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба в нормальной схеме, расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) превышает ДДТН на величину до 16 %, ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) превышает ДДТН на величину до 13 %. Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Ахты снижается ниже ДДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 9 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше ДДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) составляет 398 А (116 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 342 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) составляет 386 А (113 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 342 А (провод ЛЭП). Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Ахты 88,0 кВ. <i>Допустимые параметры:</i> 88,6 кВ	Отсутствуют	Замена провода ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) на провод с $I_{\text{ДДТН}} \geq 398$ А при ТНВ -14 °С. Замена провода ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на провод с $I_{\text{ДДТН}} \geq 386$ А при ТНВ -14 °С	Отсутствуют	Отсутствуют

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Предложения от сетевых организаций 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

2.2.3.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

ПАО «Россети Северный Кавказ» представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 7.

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

Таблица 7 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год	$T_{пл}$, ч	n , 1/год	T_{max} , ч	ΔW , кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105)	18000,0	ВЛ	110	3	102	0	0,4	0,61	0	0	0	0	3,5	0	нет
2	ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105)	18000,0	ВЛ	110	3	102	0					0	0		0	нет
3	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-110-192)	18000,0	ВЛ	110	3	24	0	0,8	0,315	0	0	0	0	16,2	0	нет
4	ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123)	15999,3	ВЛ	110	3	23,992	0					0	0			нет
5	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	17333,3	ВЛ	110	3	115	0					0	0			нет
6	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	17333,3	ВЛ	110	3	115	0	0,6	0,18	0	0	0	0	2,71	0	нет
7	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-110-192)	3217,2	ВЛ	110	3	13,039	0					0	0		0	нет
8	ПС 110 кВ Магарамкент	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	7998,3	ВЛ	110	3	13,039	0					0	0		0	нет
9	ПС 110 кВ Ярыксу	ПС 110 кВ Ярыксу В-128, Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Акташ В-149, Т-1, Т-2, ВЛ 110 кВ Гелбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	6600,6	ВЛ	110	3	6,897	0	0,2	0,23	0	0	0	0	2,86	0	нет
10	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ-110 кВ Ахты – Курах (ВЛ110-186)	3961,6	ВЛ	110	3	6,897	0					0	0		0	нет
11	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ №88 Затеречная – Кочубей	17333,3	ВЛ	110	3	115	0	0,4	0,38	0	0	0	0	2,7	0	нет
12	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ110-88)	17333,3	ВЛ	110	3	115	0					0	0		0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
13	ПС 330 кВ Дербент	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)	3001,2	ВЛ	110	3	32,558	0	0,3	2,64	0	0	0	0	20,01	0	нет
14	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Кочубей –Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка ШОВ-110 кВ. ПС 110 кВ Кочубей	1800,0	ВЛ	110	3	32,558	0					0	0		0	нет
15	ПС 110 кВ Анцух	ПС 110 кВ Анцух, ПС 110 кВ Гидатль и 2СШ-110кВ ПС 110 кВ Шамильское	2000,0	ВЛ	110	3	32,558	0	0,4	2,68	0	0	0	0	0,5	0	нет
16	ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123)	3000,0	ВЛ	110	3	32,558	0					0	0		0	нет
17	ПС 330 кВ Артем	ВЛ 110 кВ Артем – Компас (ВЛ-110-203) ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155)	2000,0	ВЛ	110	3	33,794	0	0,4	0,09	0	0	0	0	0,283	0	нет
18	ПС 110 кВ Миатлы	ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	1500,0	ВЛ	110	3	33,794	0					0	0		0	нет
19	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	0,48	0	0	0	0	0,39	0	нет
20	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
21	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
22	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		(ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)															
23	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
24	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
25	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
26	ПС 110 кВ Касумкент	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) + ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	800,7	ВЛ	110	3	31,639	0	0,2	10,4	0	0	0	0	31,15	0	нет
27	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-110-192)	1500,0	ВЛ	110	3	19,361	0	0,2	0,4	0	0	0	0	0,05	0	нет
28	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) + ВЛ 110 кВ Оружба – Тагиркент (ВЛ-110-207) + ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	56,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
29	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-110-192)	750,2	ВЛ	110	3	0	12	0,4	0,22	0	0	0	0	3,56	0	нет
30	ПС 110 кВ Восточная	ВЛ 110 кВ Восточная – Приозерная II цепь с отпайкой на ПС Приморская (ВЛ-110-175)	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0					0	0		0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
31	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	17333,3	ВЛ	110	3	115	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
32	ПС 110 кВ Леваши	ВЛ 110 кВ Леваши – Сергокала (ВЛ-110-182)	78,0	ВЛ	110	3	0	12					0	0		0	нет
33	ПС 110 кВ Леваши	ВЛ 110 кВ Леваши – Сергокала (ВЛ-110-182)	78,0	ВЛ	110	3	0	12	0,4	1,54	0	0	0	0	20,17	0	нет
34	ПС 110 кВ Магарамкент	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	56,0	ВЛ	110	3	0	12					0	0		0	нет
35	ПС 110 кВ Магарамкент	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	56,0	ВЛ	110	3	0	12	0,2	0,28	0	0	0	0	1,13	0	нет
36	ПС 110 кВ ГПП	ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130)	1500,0	ВЛ	110	3	19,361	0	0,2	0,4	0	0	0	0	0,05	0	нет
37	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ. Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	56,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
38	ПС 110 кВ Магарамкент	ВЛ 110 кВ Магаракент – Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121)	750,2	ВЛ	110	3	0	12	0,4	0,22	0	0	0	0	3,56	0	нет
39	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) + ВЛ 110 кВ Куруш – Сүлевкент	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0					0	0		0	нет
40	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) + ВЛ 110 кВ Куруш – Сүлевкент	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0	0,2	0,4	0	0	0	0	0,05	0	нет
41	ПС 110 кВ Ахты	ВЛ-110кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186), ПС 110 кВ Ахты СВ-110	17333,3	ВЛ	110	3	115	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
42	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) +ВЛ 110 кВ Куруш – Сүлевкент	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0					0	0		0	нет
43	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) +ВЛ 110 кВ Куруш – Сүлевкент	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0	0,2	0,4	0	0	0	0	0,05	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
44	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	56,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
45	ПС 110 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	48,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,13	0	нет
46	ПС 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	48,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
47	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	1500,0	ВЛ	110	3	19,361	0	0,2	0,4	0	0	0	0	0,05	0	нет
48	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-110-192)	76,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,12	0	нет
49	ПС 330 кВ Махачкала	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0					0	0		0	нет
50	ПС 110 кВ Тарумовка	ВЛ 110 кВ Тарумовка – Т.Мектеб с отп. (ВЛ-110-127)	4000,0	ВЛ	110	3	21,779	0					0	0		0	нет
51	ПС 110 кВ Джильгита	ВЛ 110 кВ Артезиан-2 – Джильгита (Л-181)	48,0	ВЛ	110	3	49,5	0	0,2	0,1	0	0	0	0	0,15	0	нет
52	ПС 110 кВ Магарамкент	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	56,0	ВЛ	110	3	0	12	0,2	0,1	0	0	0	0	0,16	0	нет
53	ПС 110 Шамильское	ПС 110 Шамильское	7408,8	ПС	110	3	0	11	0,2	0,63	0	0	0	0	4,569	0	нет
54	ПС 110 кВ Леваши	ПС 110 кВ Леваши	7408,8	ПС	110	3	0	12	0,3	0,54	0	0	0	0	3,3	0	нет
55	ПС 110 кВ Цудахар	ПС 110 кВ Цудахар	7408,8	ПС	110	3	0	9	0,4	0,67	0	0	0	0	4,789	0	нет
56	ПС 110 кВ Гергебиль	ПС 110 кВ Гергебиль	7408,8	ПС	110	3	0	11	0,5	2,68	0	0	0	0	2,45	0	нет
57	ПС 110 кВ Чиркей	ПС 110 кВ Чиркей	7408,8	ПС	110	3	0	8	0,2	0,62	0	0	0	0	5,567	0	нет
58	ПС 110 Сулевкент	ПС 110 Сулевкент	7408,8	ПС	110	3	0	13	0,3	0,4	0	0	0	0	2,2333	0	нет
59	ПС 110 кВ Шамхал	ПС 110 кВ Шамхал	7408,8	ПС	110	3	0	7	0,4	0,62	0	0	0	0	2,98	0	нет
60	ПС 110 кВ Ахты	ПС 110 кВ Ахты	7408,8	ПС	110	3	0	10	0,5	0,69	0	0	0	0	4,569	0	нет
61	ПС 110 кВ Калиновка	ПС 110 кВ Калиновка	7408,8	ПС	110	3	0	5	0,4	0,5	0	0	0	0	5,596	0	нет
62	ПС 110 кВ Арсланбек	ПС 110 кВ Арсланбек	7408,8	ПС	110	3	0	7	0,2	0,74	0	0	0	0	2,435	0	нет
63	ПС 110 кВ Калиновка	ПС 110 кВ Калиновка	7408,8	ПС	110	3	0	5	0,5	0,45	0	0	0	0	3,913	0	нет
64	ПС 110 кВ Шамильское	ПС 110 кВ Шамильское	7408,8	ПС	110	3	0	11	0,2	0,62	0	0	0	0	3,543	0	нет
65	ПС 110 кВ Кизляр-1	ПС 110 кВ Кизляр-1	7408,8	ПС	110	3	0	14	0,6	0,3	0	0	0	0	3,578	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
66	ПС 110 кВ Хунзах	ПС 110 кВ Хунзах	7408,8	ПС	110	3	0	10	0,3	0,82	0	0	0	0	3,99	0	нет
67	ПС 110 кВ Морская	ПС 110 кВ Морская	1300,0	ПС	110	3	0	9	0,4	0,11	0	0	0	0	3,456	0	нет
68	ПС 110 кВ Морская	ПС 110 кВ Морская	1300,0	ПС	110	3	0	9	0,3	0,23	0	0	0	0	3,57	0	нет
69	ПС 110 кВ Ярыксу	ПС 110 кВ Ярыксу 1 СШ-110 кВ	7408,8	ПС	110	3	0	15	0,4	0,65	0	0	0	0	5,578	0	нет
70	ПС 110 кВ Кизляр-1	ПС 110 кВ Кизляр-1	7408,8	ПС	110	3	0	14	0,3	0,6	0	0	0	0	3,678	0	нет
71	ПС 110 кВ Кизляр-2	ПС 110 кВ Кизляр-2 ШСВ-110	7408,8	ПС	110	3	0	16	0,3	0,32	0	0	0	0	2,876	0	нет
72	ПС 110 кВ Рассвет	ПС 110 кВ Рассвет В-110-Т-1	7408,8	ПС	110	3	0	12	0,4	0,45	0	0	0	0	4,897	0	нет
73	ПС 110 кВ Восточная	ПС 110 кВ Восточная	7408,8	ПС	110	3	0	13	0,3	0,21	0	0	0	0	5,231	0	нет
74	ПС 110 кВ Ярыксу	ПС 110 кВ Ярыксу	7408,8	ПС	110	3	0	16	0,5	0,7	0	0	0	0	3,543	0	нет
75	ПС 110 кВ Акташ	ПС 110 кВ Акташ Т-2	7408,8	ПС	110	3	0	15	0,4	0,51	0	0	0	0	6,236	0	нет
76	ПС 110 кВ Махачкала	ПС 110 кВ Махачкала Т-1	7408,8	ПС	110	3	0	16	0,3	0,45	0	0	0	0	4,125	0	нет
77	ПС 110 кВ Кизляр-2	ПС 110 кВ Кизляр-2 Т-2	7408,8	ПС	110	3	0	16	0,3	0,2	0	0	0	0	1,576	0	нет
78	ПС 110 кВ Акташ	ПС 110 кВ Акташ	1300,0	ПС	110	3	0	15	0,4	0,7	0	0	0	0	2,432	0	нет
79	ПС 110 кВ ЦПП	ПС 110 кВ ЦПП	1300,0	ПС	110	3	0	10	0,3	0,63	0	0	0	0	3,123	0	нет
80	ПС 110 кВ Заречная	ПС 110 кВ Заречная Т-2	7408,8	ПС	110	3	0	12	0,5	0,62	0	0	0	0	6,435	0	нет
81	ПС 110 Советская	ПС 110 кВ Советская Т-1	7408,8	ПС	110	3	0	11	0,3	0,61	0	0	0	0	4,569	0	нет
82	ПС 110 кВ ГПП	ПС 110 кВ ГПП Т-2	7408,8	ПС	110	3	0	14	0,2	0,68	0	0	0	0	3,7	0	нет
83	ПС 110 кВ Каякент	ПС 110 кВ Каякент Т-2	300,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	5,72	0	0		0	нет
84	ПС 110 кВ Каякент	ПС 110 кВ Каякент Т-2	300,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,4	1,41	0	0		0	нет
85	ПС 110 кВ Акташ	ПС 110 кВ Акташ	450,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
86	ПС 110 кВ Калиновка	ПС 110 кВ Калиновка	30,2	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	2,98	0	0	0,09	0	нет
87	ПС 110 кВ Родниковая	ПС 110 кВ Родниковая Т-1	300,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	5,72	0	0		0	нет
88	ПС 110 кВ Дербент Северная	ПС 110 кВ Дербент Северная	90,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,4	1,41	0	0		0	нет
89	ПС 110 кВ Дербент Северная	ПС 110 кВ Дербент Северная	90,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
90	ПС 110 кВ Дербент Северная	ПС 110 кВ Дербент Северная	90,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	5,72	0	0		0	нет
91	ПС 110 кВ Дербент Северная	ПС 110 кВ Дербент Северная	90,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	2,98	0	0		0	нет
92	ПС 110 кВ Мамедкала	ПС 110 кВ Мамедкала В-192	90,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,4	1,41	0	0		0	нет
93	ПС 110 кВ Родниковая	ПС 110 кВ Родниковая Т-1	90,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
94	ПС 110 кВ Капир	ПС 110 кВ Капир Т-1	300,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
95	ПС 110 кВ Дылым	ПС 110 кВ Дылым	30,2	ПС	110	3	0	0					0	0	0,09	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
96	ПС 110 кВ Мамедкала	В-110 кВ ВЛ-110-192, СП-110 ПС 110 кВ Мамедкала	300,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
97	ПС 110 кВ Советская	Т-1 2 500 кВА ПС 110 кВ Советская	90,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
98	ПС 110 кВ Кочубей	ПС 110 кВ Кочубей Т1, В110 №88	450,0	ПС	110	3	0	0					0	0		0	нет
99	ПС 110 кВ Морская	ПС 110 кВ Морская Т-1	300,0	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	5,72	0	0		0	нет
100	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск Т-1	30,2	ПС	110	3	0	0	0	0	0,2	2,98	0	0	0,09	0	нет
101	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ №203	2500,6	ВЛ	35	3	8,068	0	0,4	0,28	0	0	0	0	1,35	0	нет
102	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало с отпайкой на Стеклозавод (ВЛ-35-24)	1388,0	ВЛ	35	3	8,3	0					0	0		0	нет
103	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)	1300,0	ВЛ	35	3	11,411	0					0	0		0	нет
104	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ 35 кВ Шамхал – Сулак с отпайками (ВЛ-35-23)	400,0	ВЛ	35	3	10,305	0					0	0		0	нет
105	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакск-1 – Такалай №8	1300,0	ВЛ	35	3	11,236	0					0	0		0	нет
106	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакс-1 – Дженгутай с отпайкой на ПС Казанище	1300,0	ВЛ	35	3	11,904	0					0	0		0	нет
107	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Тлярата	1300,0	ВЛ	35	3	11,904	0					0	0		0	нет
108	ПС 110 кВ Курах	ВЛ 35 кВ №38 ПС 110 кВ Курах – ПС 35 кВ Тпиг	1000,0	ВЛ	35	3	11,841	0					0	0		0	нет
109	ПС 35 кВ ЗФС	ВЛ 35 кВ ЗФС – Стальск (ВЛ-35-67)	1100,0	ВЛ	35	3	9,353	0					0	0		0	нет
110	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало-отп. Стеклозавод	1200,0	ВЛ	35	3	10,876	0					0	0		0	нет
111	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)	600,1	ВЛ	35	3	9,301	0					0	0		0	нет
112	ПС 110 кВ Изберг- Северная	ВЛ 35 кВ Изберг- Северная – Первомайская (ВЛ-35-28)	400,1	ВЛ	35	3	11,238	0					0	0		0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
113	ПС 110 кВ Терекли - Мектеб	ВЛ 35 кВ Терекли-Мектеб – Кунбатар (ВЛ-35-25)	1000,0	ВЛ	35	3	8,347	0					0	0		0	нет
114	ПС 110 кВ Изберг - Северная	ВЛ 35кВ Изберг-Северная – Первомайская (ВЛ-35-28)	400,1	ВЛ	35	3	11,2	0					0	0		0	нет
115	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)	1300,0	ВЛ	35	3	11,456	0	0,6	2,22	0	0	0	0	0,93	0	нет
116	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ 35 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)	1300,0	ВЛ	35	3	11,875	0			0	0	0	0		0	нет
117	ПС 35 кВ Ботлих	ВЛ 35 кВ Ботлих – Карата (ВЛ-35-7)	620,0	ВЛ	35	3	20,8	0			0	0	0	0		0	нет
118	ПС 35 кВ Ботлих	ВЛ 35 кВ Ботлих – Карата (ВЛ-35-7)	620,0	ВЛ	35	3	20,8	0	0,4	6,38	0	0	0	0	0,8	0	нет
119	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Бежта (ВЛ-35-14)	201,2	ВЛ	35	3	27,221	0			0	0	0	0		0	нет
120	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Бежта (ВЛ-35-14)	201,2	ВЛ	35	3	27,221	0	0,2	0,28	0	0	0	0	0,43	0	нет
121	ПС 110 кВ Ярыксу	ВЛ-35кВ Ярыксу – Димитрова (ВЛ35кВ №30)	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	0			0	0	0	0		0	нет
122	ПС 110 кВ Рассвет	ВЛ-35 кВ Рассвет – Карабудахкент (ВЛ-35-18)	2000,0	ВЛ	35	3	10,246	0	0,2	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет
123	ПС 110 кВ Мамедкала	ВЛ-35кВ Мамедкала – Ерси (ВЛ-35-32) + ВЛ-35кВ Ерси-Хучни (ВЛ-35-44)	297,0	ВЛ	35	3	15,3	0	0,2	0,33	0	0	0	0	0,1	0	нет
124	ПС 110 кВ Южно-Сухокумск	ВЛ-35-203 Ю Сухокумск Граничная	700,0	ВЛ	35	3	22,44	0	0,2	0,62	0	0	0	0	0,43	0	нет
125	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ПС Т.Мектеб 35 кВ Вл-26-35 кВ – ПС Кумли.	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,2	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
126	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Бежта (ВЛ-35-14)	201,2	ВЛ	35	3	27,565	0			0	0	0	0		0	нет
127	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Тлярата (ВЛ-35-13)	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	0	0,3	0,28	0	0	0	0	0,43	0	нет
128	ПС 110 кВ Акташ	ВЛ 35 кВ Акташ – Костек (ВЛ-35-63)	2000,0	ВЛ	35	3	10,246	0	0,2	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет
129	ПС 110 кВ Агвали	ВЛ 35 кВ Агвали – Шаури с отпайкой ПС Эчеда №12	297,0	ВЛ	35	3	15,3	0	0,1	0,33	0	0	0	0	0,1	0	нет
130	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	ВЛ 35 кВ Ираганй ГПП – Унцукуль (ВЛ-35-11) (Аренда)	700,0	ВЛ	35	3	22,44	0	0,5	0,62	0	0	0	0	0,43	0	нет
131	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало (ВЛ-35-24)	2000,0	ВЛ	35	3	10,246	0	0,3	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
132	ПС 110 кВ Сергокала	ВЛ-35-30 ПС 110 Сергокала – ПС-35- Мулебки	297,0	ВЛ	35	3	15,3	0	0,4	0,33	0	0	0	0	0,1	0	нет
133	ПС 110 кВ Южно - Сухокумск	ВЛ -35-203 Ю Сухокумск Граничная	700,0	ВЛ	35	3	22,44	0	0,1	0,62	0	0	0	0	0,43	0	нет
134	ПС 110 кВ Южно - Сухокумск	ВЛ 35 кВ Солончаковая – Степная (ВЛ-35-34)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,2	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
135	ПС 110 кВ Южно - Сухокумск	ВЛ 35 кВ Южносухокумская – Третья-Ферма (ВЛ-35-29)	201,2	ВЛ	35	3	26,202	0	0,3	6,38	0	0	0	0	0,8	0	нет
136	ПС 110 кВ Южно - Сухокумск	ВЛ 35 кВ Южносухокумская – Третья-Ферма (ВЛ-35-29)	201,2	ВЛ	35	3	27,209	0			0	0	0	0		0	нет
137	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ 35 кВ Шамхал – Глав.Сулак с отпайками (ВЛ-35-23)	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	0	0,1	0,28	0	0	0	0	0,43	0	нет
138	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ 35 кВ Южносухокумская – Третья-Ферма (ВЛ-35-29)	201,2	ВЛ	35	3	27,221	0	0,2	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет
139	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ 35 кВ Южносухокумская – Третья-Ферма (ВЛ-35-29)	201,2	ВЛ	35	3	27,221	0	0,4	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет
140	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ 35 кВ Солончаковая – Степная ВЛ-35-34)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,1	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
141	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ 35 кВ Солончаковая – Степная ВЛ-35-34)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,4	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
142	ПС 110 кВ Гергебильская ГЭС	ВЛ 35 кВ Гергебильская ГЭС – Ташкапур (ВЛ-35-3)	700,0	ВЛ	35	3	22,44	0	0,5	0,62	0	0	0	0	0,43	0	нет
143	ПС 110 кВ Гергебильская ГЭС	ВЛ 35 кВ Гергебильская ГЭС – Ташкапур (ВЛ-35-3)	700,0	ВЛ	35	3	22,44	0	0,2	0,62	0	0	0	0	0,43	0	нет
144	ПС 110 кВ Рассвет	ВЛ 35 кВ Рассвет – Гурбуки (ВЛ-35-32)	201,2	ВЛ	35	3	28,987	0	0,4	6,38	0	0	0	0	0,8	0	нет
145	ПС 110 кВ Южно- Сухокумск	ВЛ 35 кВ Солончаковая – Степная ВЛ-35-34)	201,2	ВЛ	35	3	27,432	0			0	0	0	0		0	нет
146	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ-35 кВ Б-1 – Гергебиль (ВЛ-35-9)	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	0	0,4	0,28	0	0	0	0	0,43	0	нет
147	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ВЛ-35 кВ Б-1 – Гергебиль (ВЛ-35-9)	1500,2	ВЛ	35	3	10,56	0	0,3	0,28	0	0	0	0	0,43	0	нет
148	ПС 110 кВ Терекли- Мектеб	ВЛ 35 кВ Терекли Мектеб – Кумли (ВЛ-35-26)	201,2	ВЛ	35	3	27,221	0	0,3	0,92	0	0	0	0	1,83	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
149	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ВЛ 35 кВ Червлённые Буруны – Карагас (ВЛ-35-10)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,5	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
150	ПС 110 кВ Шамхал	ВЛ-35 кВ Шамхал – Сулак с отпайками (ВЛ-35-23)	345,9	ВЛ	35	3	9,83	0	0,2	0,85	0	0	0	0	0,3	0	нет
151	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ВЛ-35 кВ Т-Мектеб – Кумли №26	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,3	3,267	0	0	1,1	0	нет
152	ПС 110 кВ Беледжи	ВЛ 35 кВ Белиджи – Пионер (ВЛ-35-54)	500,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,4	1,321	0	0	1,1	0	нет
153	ПС 110 кВ Гергебиль	ВЛ 35 кВ Гергебиль – Гергебильская ГЭС	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,2	10,8987	0	0	2,5	0	нет
154	ПС 110 кВ Кизляр-2	ВЛ 35 кВ Серебряковка – Б.Арешевка (ВЛ-35-6А)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,3	2,2333	0	0	1,1	0	нет
155	ПС 110 кВ Южно-Сухокумск	ВЛ 35 кВ Третья Ферма – Ногайская (ВЛ-35-28)	500,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,3	2,354	0	0	1,1	0	нет
156	ПС 110 кВ Татаюрт	ВЛ 35 кВ Татаюрт – Т-тюбе №46	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,4	11,4833	0	0	3,4	0	нет
157	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 35 кВ Кочубей – Кормосохоз (ВЛ-35-16)	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,2	11,3211	0	0	3,4	0	нет
158	ПС 110 кВ Южно-Сухокумск	ВЛ 35 кВ Солончаковая – Степная ВЛ-35-34)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,4	3,4561	0	0	1,1	0	нет
159	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 35 кВ Кочубей-22 Партсъезд (ВЛ-35-22)	500,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,2	2,45	0	0	1,1	0	нет
160	ПС 110 кВ Бабаюрт	ВЛ 35 кВ №57 Бабаюрт – Некрасовка	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,3	11,2364	0	0	3,4	0	нет
161	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	ВЛ 35 кВ Ираганй ГПП – Унцукуль (ВЛ-35-11) (Аренда)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,2	2,905	0	0	1,1	0	нет
162	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ВЛ 35 кВ Терекли-Мектеб – Кумли (ВЛ-35-26)	500,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,2	2,457	0	0	1,1	0	нет
163	ПС 110 кВ Гергебильская ГЭС	ВЛ 35 кВ Гергебильская ГЭС – Ташкапур (ВЛ-35-3)	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,1	11,2043	0	0	3,4	0	нет
164	ПС 110 кВ Гуниб	ВЛ 35 кВ Гуниб – Цуриб (ВЛ-35-4)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,3	2,4578	0	0	1,1	0	нет
165	ПС 110 кВ Бежта	ВЛ 35 кВ Бежта – Шаури с отп. на ПС Кидеро	500,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,2	2,567	0	0	1,1	0	нет
166	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Бежта (ВЛ-35-14)	1000,0	ВЛ	35	0	16,6	0	0	0	0,3	11,9834	0	0	3,4	0	нет
167	ПС 110 кВ Анцух	ВЛ 35 кВ Анцух – Тлярата (ВЛ-35-13)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,2	2,1357	0	0	1,1	0	нет
168	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 35 кВ Кочубей – Кормосохоз (ВЛ-35-16)	1000,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,3	2,3472	0	0	1,1	0	нет

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
169	ПС 110 кВ Кочубей	ВЛ 35 кВ Кочубей – Кормосохоз (ВЛ-35-16)	1000,0	ВЛ	35	0	15,3	0	0	0	0,4	2,202	0	0	1,1	0	нет
170	ПС 110 кВ Александрия	ВЛ 35 кВ Александрия – Крайновка (ВЛ-35-4)	150,0	ВЛ	35	0	22,416	0	0	0	0,2	2,1256	0	0	1,1	0	нет

2.2.3.2 ПАО «Россети»

ПАО «Россети» представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на территории Республики Дагестан, представленные в таблице 8.

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

Таблица 8 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
2021 г.																	
1	ПС 330 кВ Чирюрт	19.10.2021 в 22:02 на ПС 330 кВ Чирюрт при возникновении КЗ «В0» в зоне действия ДЗШ 2СШ-330, из-за повреждения выключателя В-310 (обнаружено частичное разрушение его фазы «В», тип ВВ-330Б) отключились выключатели В-301, В-304, В-307, В-310 правильным действием ДЗШ 2СШ-330. КЗ при этом не было ликвидировано (повреждение фазы «В» выключателя в сторону линии - КЗ в зоне между ТТ и выключателем). Причиной разрушения ввода фазы «В» выключателя В-310 на ПС 330 кВ Чирюрт явилось нарушение структуры материала фарфоровой покрышки опорной колонки дугогасительной камеры, вследствие износа при длительной эксплуатации	52000		110			2	0,2	0,47					24440		
2020 г.																	
2	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	На ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент на 252 опорах. При проведении очистки изоляции на опорах №172, №185, №186, №189 обнаружены следы воздействия электрической дуги	20000	ВЛ	110		155,8	2	0,4	0,17					2400		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		на гирляндах изоляторов															
3	ПС 330 кВ Махачкала	19.10.2020 на ПС 330 кВ Махачкала при производстве переключений по БП №1888-1899 по вводу в работу ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала после выполнения операций по включению (В-81 и В-82) ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала в транзит в 18 час 27 мин при однофазном КЗ «С0» на ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками произошло допущенное неправильное срабатывание введенного чувствительного комплекта ДЗОШ 330 АТ-2. При срабатывании чувствительного комплекта ДЗОШ 330 АТ-2 были отключены выключатели АТ-2 и 2 СШ 330 кВ (В-322, В-92, В-82, В-АТ-2) с запретом ТАПВ. Причиной отключения АТ-1 явилась ложная работа автоматики пожаротушения АТ-1 в шкафу автоматики пожаротушения АТ-1, АТ-2 (ШЭ 2710 121) в следствии появления дискретного сигнала 049 ««Пожар №1-SB» по причине снижения сопротивление	64000	Т		3		2	0,4	0,38					22400		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		изоляции из-за повреждения грызунами цепи принудительного дистанционного пуска пожаротушения АТ-1 на панели Р15а «Ручное управление автоматики пожаротушения АТ- 1, АТ-2» в ГЩУ															
2019 г.																	
4	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	29.08.2019 в 07:49 в результате однофазного КЗ (фаза АО, I _{кз} = 0,60 кА) на ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент аварийно отключалась ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент действием ДФЗ. Перекрытие воздушного изолирующего промежутка между обеими проводами фазы «А» и землёй в пролете опор № 205- 206 по продуктам горения сухой травы за пределами охранной зоны ВЛ и далее перекинувшее в охранную зону ВЛ на действующий виноградник.	33667	ВЛ	110		115,8	22	0,4	0,17					1010,01		
5		Тем же временем излишним действием Автоматики деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент на ПС 330 кВ Дербент отключились отходящие фидера 6 кВ. заведенных под САОН (фидера 1, 2, 4, 5, 8, 11, 13, 14, 16), на ПС 110 кВ	6922	ВЛ			115,8	8							1245,96		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		Белиджи отключились выключатели 110 кВ В-122, В-107. Излишняя работа Автоматики деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент на ПС 330 кВ Дербент с формированием УВ на отключение фидеров 6 кВ заведенных под САОН (фидера 1, 2, 4, 5, 8, 11, 13, 14, 16) на ПС 330 кВ Дербент и команды № 7 (ОН-4) на отключение выключателей 110 кВ В-122, В-107 ПС 110 кВ Белиджи по причине нарушения изоляции между проводами во внутри панельном жгуте в месте алюминиевой стяжки, что привело к реализации действия Автоматики деления по факту отключения ВЛ 330 кВ Махачкала –Дербент															
2018 г.																	
6	ПС 330 кВ Чирюрт	При проведении работ на ПРД АКА 94 кГц ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт на ПС 330 кВ Грозный по техническому обслуживанию и подключению цепей взаимодействия с МКПА ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт, на ПС 330 кВ Чирюрт были приняты команды ПА № 1- 30,32 (на выведенном из работы ПРМ АКА	176000	СШ	330			10	0,2	0,33					58667		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		94 кГц ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт); В ЛАДВ ПС 330 кВ Чирюрт сформировались УВ на ОН-1 (ОН НурЭ ДЭ); ОН-2 (1 оч. Сев. ДЭ); ОН-3 (2 оч. Сев. ДЭ); ОН-4 (ОН ПС Дербент), ОН-5 (ОН ПС Буйнакск); ОГ 1ГГ Миатлинской ГЭС; ОГ 1ГГ Ирганайской ГЭС. Отключение оборудования произошло при опробовании прохождения команд в канале ПРМ 94 кГц ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт с ПС 330 кВ Грозный привело к реализации управляющих воздействий согласно заданной логики из- за ошибочных действий оперативного персонала															
7	ПС 110 кВ Белиджи	23.05.2018 в 15:46 на ПС 110 кВ Белиджи при однофазном КЗ (СО) на 2СШ-110 кВ (осмотром на проводе фазы «С» крайнего портала 2 СШ 110 кВ обнаружены следы воздействия электрической дуги) действием ДЗШ- 1СШ-110 и ДЗШ- 2СШ-110 через 0,108 с после начала КЗ отключились присоединения 1 СШ 110: ВЛ-110-148, ВЛ 110кВ Дербент – Белиджи 1 цепь (ВЛ-110-107) (В-3 не отключается по тупиковому режиму	31900	СШ	110			4	0,2	0,23					7443		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		работы ВЛ), присоединения 2 СШ 110: ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи 2 цепь (ВЛ-110-122), ВЛ-110-108, В-110-Т-2 и СВ-110															
8	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз; ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	Причиной неоднократного отключения ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз действием АОЗ-2 на ПС 330 кВ Дербент явился наброс мощности по ВЛ при аварийном отключении в Азербайджанской энергосистеме превышающий уставку АОЗ-2	41000	СШ	330			18	0,2	0,45					18450		
9	ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала	12.12.2018 в 07:52 при КЗ на фазе «С» отключилась ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала действием защит. Причина отключения обрыв одного провода фазы «С» ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала между опорами №№3-4, вследствие перетирания провода распоркой	11204	ВЛ	10 (10.5)			9	0,2	0,73					8178,9		
10			49143	ВЛ	110			2							18182,9		
2017 г.																	
11	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 и ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём	13.01.2017 в 14:57 при двухфазном КЗ между фазами ВС на ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 ВЛ отключалась тремя фазами. При обрыве провода обводного шлейфа фазы «В» на анкерной опоре № 3 (0,8 км от Чиркейской ГЭС) ВЛ 330 кВ	77000	ВЛ	330			1	0,2	0,22					16685,9		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2															
12	ПС 330 кВ Махачкала	18.04.2017 в 06:55 на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1СШ-110 с переводом всех присоединений на 2СШ-110 при производстве переключений по выводу в ремонт В- АТ-1, с переводом АТ-1 стороной 110 кВ на ОВ-110 (для ремонта ШР-1- АТ-1) при включении ОВ-110 в параллель с В-АТ-1 отключались: – 1СШ-330 выключателями В-81, В-91, АТ-1 в схеме ремонта В-321; – 2СШ-110 выключателями В- 173, В-144, В-145, В-АТ-1, В-АТ-2, В-142, В-113, В-125, В-126. Из-за некачественное технического обслуживание ШР-2- ОВ-110 фазы «С» на ПС 330 кВ Махачкала (не проведена ревизия блок-контактов командно- сигнального аппарата (КСА) при проведении последнего ТО ШР-2- ОВ-110)	900	СШ	110			16	0,4	0,38					375,03		
13	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	23.08.2017 в 13:29:59 при однофазном КЗ С0 (I _{кз} = 3,58 кА) через избиратели фазы С ОАПВ отключилась ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент с обеих сторон с неуспешным ОАПВ	2717	ВЛ	330		115,8	2	0,4	0,17					996,2		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		фазы «С» через время 0,84 с (Туст. ОАПВ =0,8 с), с последующим отключением тремя фазами с запретом ТАПВ и формированием команд №2 РЗА и №28 ФОЛ ПРД АКА 196 кГц ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент. Работа УРЗА правильно. Причина отключения горение продуктов мусорной свалки в охранной зоне ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент, вследствие чего произошло перекрытие воздушного изолирующего промежутка между проводом фазы «В» и землём в пролете опор №№107-108 ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент по продуктам горения															
14	ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	09.09.2017 в 00:50 отключилась ВЛ 330 кВ Моздок – Артем действием защит. Причина обрыв одного из двух расщепленных проводов фазы В произошел в середине пролета (в месте установки внутрифазной распорки типа 2РД-400 производства АО Электросеть- стройпроект) в пролете опор №890-891 (185,6 км от ПС 330 кВ	36069	ВЛ	330		274,41	0	0,2	0,45					16231,05		

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		Моздок) ВЛ 330 кВ Моздок – Артем, из- за нарушением требований инструкции по монтажу в части момента затяжки болтового соединения луча и отсутствия контргаяк															

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

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

2.3.2.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

ПС 110 кВ Акуша.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 16,65 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 150 % 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 83 % 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 +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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Акуша планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,05 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 16,70 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 151 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 83 % 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 5,63 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 [3].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,65 + 0,05 + 0 - 0 = 16,70 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 16,70 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Анцух.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 30,07 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 241 % 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 +4,4 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Анцух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,01 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,08 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 241 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Анцух расчетный объем ГАО составит 17,58 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,07 + 0,01 + 0 - 0 = 30,08 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 30,08 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ботлих.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 24,26 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 194 % 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 121 % 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 +6,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ботлих планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,05 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 24,31 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 194 % 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 122 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки 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 4,31 МВА, при отключении Т-2 – 11,81 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,26 + 0,05 + 0 - 0 = 24,31 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 24,31 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 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гуниб.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 22,49 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 180 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гуниб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,408 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,15 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 22,64 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 181 % 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 случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гуниб расчетный объем ГАО составит 10,14 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,49 + 0,15 + 0 - 0 = 22,64 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 22,64 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ирганай ГПП.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,78 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 206 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +9,1^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ирганай ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,02 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 35,80 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 206 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ирганай ГПП ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ирганай ГПП расчетный объем ГАО составит 18,42 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35,78 + 0,02 + 0 - 0 = 35,80 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 35,80 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Леваши.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 21,80 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 174 % 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 109 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Леваши планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,03 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 21,83 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 175 % 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 109 % 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 1,83 МВА, при отключении Т-2 – 9,33 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,80 + 0,03 + 0 - 0 = 21,83 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 21,83 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 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тлох.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 16,55 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка 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.

На ПС 110 кВ Тлох отсутствуют действующие договора на технологическое присоединение.

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 4,05 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,55 + 0 + 0 - 0 = 16,55 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 16,55 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Цудахар.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,78 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 173 % 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 150 % 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 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Цудахар планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,07 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 18,85 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная 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 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 151 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Цудахар ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Цудахар расчетный объем ГАО составит 6,35 МВА, при отключении Т-2 – 7,99 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,78 + 0,07 + 0 - 0 = 18,85 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 18,85 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шамильское.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 9,67 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка 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 ТНВ +6,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Шамильское отсутствуют действующие договора на технологическое присоединение.

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 1,79 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,67 + 0 + 0 - 0 = 9,67 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 9,67 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Араблинка.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 2,85 МВА. В ПАР при отключении одного из

трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 6 [4] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Араблинка планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,10 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 2,95 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Араблинка ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Араблинка расчетный объем ГАО составит 0,33 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,85 + 0,10 + 0 - 0 = 2,95 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 2,95 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ахты.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,32 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 169 % 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 147 % 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 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.

На ПС 110 кВ Ахты отсутствуют действующие договора на технологическое присоединение.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ахты ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Ахты расчетный объем ГАО составит 5,82 МВА, при отключении Т-2 – 7,45 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,32 + 0 + 0 - 0 = 18,32 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 18,32 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дербент-Западная.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 10,76 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 151 % 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 154 % 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 +3,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,128, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +3,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дербент-Западная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,18 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 10,94 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 154 % 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 156 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дербент-Западная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Дербент-Западная расчетный объем ГАО составит 3,94 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 3,83 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,76 + 0,18 + 0 - 0 = 10,94 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 10,94 МВА. 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 5,6 МВА на 2×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Агабалаева.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 17,71 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 163 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 82 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Агабалаева ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Агабалаева расчетный объем ГАО составит 6,85 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,71 + 0 + 0 - 0 = 17,71 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 17,71 МВА. 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-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кайтаг.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,85 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 202 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 80 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кайтаг планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,03 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,88 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 203 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 80 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кайтаг ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кайтаг расчетный объем ГАО составит 7,03 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,85 + 0,03 + 0 - 0 = 13,88 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 13,88 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-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Касумкент.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 9,65 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +4,4^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,119.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Касумкент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,10 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,75 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Касумкент ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Касумкент расчетный объем ГАО составит 2,70 МВт.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,65 + 0,10 + 0 - 0 = 9,75 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 9,75 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Каякент.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 15,15 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 221 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора

Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 139 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Каякент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,82 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,56 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 15,71 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 230 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 145 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каякент ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Каякент расчетный объем ГАО составит 8,87 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 4,85 МВт.

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

$$S_{персп}^{тр} = 15,15 + 0,56 + 0 - 0 = 15,71 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 15,71 МВА. 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 10 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Магарамкент.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 8,80 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 142 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 126 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Магарамкент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,50 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,30 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 150 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 133 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Магарамкент ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Магарамкент расчетный объем ГАО составит 2,33 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 3,10 МВА.

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

$$S_{персп}^{тр} = 8,80 + 0,50 + 0 - 0 = 9,30 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 9,30 МВА. 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 мощностью 5,6 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на 2×10 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мамедкала.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 19,26 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 281 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 111 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Мамедкала планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,10 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 19,36 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 283 % 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 111 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамедкала ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала расчетный объем ГАО составит 1,98 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 12,51 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,26 + 0,10 + 0 - 0 = 19,36 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 19,36 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 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Огни.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,30 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,14 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,44 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Огни ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Огни расчетный объем ГАО составит 2,58 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,30 + 0,14 + 0 - 0 = 13,44 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 13,44 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Советская.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 3,05 МВА. Загрузка трансформатора Т-1 в нормальной схеме составляла 116 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 6 [4] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 составляет 1,05.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Советская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,05 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 3,10 МВА.

Таким образом, перспективная загрузка трансформатора составит 118 % 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 0,48 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,05 + 0,05 + 0 - 0 = 3,10 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора на трансформатор мощностью не менее 3,10 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тагиркент.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 3,94 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 57 % 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 150 % 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 +6,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,104. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 6 [4] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Тагиркент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,09 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 4,03 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 58 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, в ПАР 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 загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тагиркент ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Тагиркент расчетный объем ГАО составит 1,40 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,94 + 0,09 + 0 - 0 = 4,03 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 4,03 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Александрия.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 12,533 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

На ПС 110 кВ Александрия отсутствуют действующие договора на технологическое присоединение.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Александрия ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Александрия расчетный объем ГАО составит 5,69 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,53 + 0 + 0 - 0 = 12,53 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 12,53 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кизляр-1.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 29,05 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка 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 ТНВ +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,511 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,64 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 29,69 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % 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 9,68 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,05 + 0,64 + 0 - 0 = 29,69 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 29,69 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кизляр-2.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 20,93 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 105 % 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 189 % 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-2 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,563 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,28 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 21,21 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 106 % 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 192 % 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 10,14 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 1,21 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,93 + 0,28 + 0 - 0 = 21,21 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 21,21 МВА. 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 16 МВА и трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,29 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,617 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,07 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 11,36 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 163 % 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 4,39 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,29 + 0,07 + 0 - 0 = 11,36 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 11,36 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Акташ.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 45,20 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 145 % 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 255 % 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Акташ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,48 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 45,68 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 146 % 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 258 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акташ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Акташ расчетный объем ГАО составит 27,97 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 14,42 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45,20 + 0,48 + 0 - 0 = 45,68 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 45,68 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бабаюрт.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 17,93 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 90 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 165 % 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 +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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Бабаюрт планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,08 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 18,01 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 90 % 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 166 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бабаюрт ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Бабаюрт расчетный объем ГАО составит 7,15 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,93 + 0,08 + 0 - 0 = 18,01 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 18,01 МВА. 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-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дылым.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 14,05 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 129 % 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 112 % 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 +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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дылым планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,02 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 14,07 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 130 % 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 113 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дылым ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Дылым расчетный объем ГАО составит 1,57 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 3,21 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,05 + 0,02 + 0 - 0 = 14,07 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 14,07 МВА. 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 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЗФС.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 44,60 МВА. Загрузка трансформатора Т-1 в нормальной схеме составляла 101 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +6,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,104.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗФС планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,76 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,18 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 46,78 МВА.

Таким образом, перспективная загрузка трансформатора составит 106 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗФС ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. Расчетный объем ГАО на ПС 110 кВ ЗФС составит 2,62 МВА.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующего трансформатора составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 44,60 + 2,18 + 0 - 0 = 46,78 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГВО в период зимнего максимума рекомендуется замена существующего трансформатора на трансформатор мощностью не менее 46,78 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кизилюртовская.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], 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 загрузка 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 загрузка 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 $T_{\text{НВ}} +9,1^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизилюртовская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,05 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,84 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 202 % 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 127 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизилюртовская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Кизилюртовская расчетный объем ГАО составит 2,98 МВА, в случае аварийного отключения Т-2 – 7,00 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,79 + 0,05 + 0 - 0 = 13,84 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 13,84 МВА. 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 10 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ярыксу.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер

2020 года и составила 54,95 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176 % 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ярыксу планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,39 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,81 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 55,76 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 178 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ярыксу ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ярыксу расчетный объем ГАО составит 24,52 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 54,95 + 0,81 + 0 - 0 = 55,76 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР необходима замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 55,76 МВА.

В связи с тем, что в рамках реализации Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан на 2022–2024 гг. и согласованным с АО «СО ЕЭС» техническим заданием на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу», предусмотрена замена Т-1 и Т-2 2×25 МВА ПС 110 кВ Ярыксу на имеющиеся в наличии у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго» трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА с дополнительной установкой Т-3 25 МВА, рекомендуется замена существующих трансформаторов 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА и установка трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Буйнакск-1.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 57,19 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 % 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 +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Буйнакск-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,87 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,74 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 57,93 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 185 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Буйнакск-1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Буйнакск-1 расчетный объем ГАО составит 26,68 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 57,19 + 0,74 + 0 - 0 = 57,93 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 57,93 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ГПП.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 38,85 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 114 % 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 78 % 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,15 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 39,00 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 114 % 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 78 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГПП ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ГПП расчетный объем ГАО составит 4,78 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,85 + 0,15 + 0 - 0 = 39 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 39 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 21,79 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Изберг-Северная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,34 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 22,13 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 127 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изберг-Северная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изберг-Северная расчетный объем ГАО составит 4,75 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,79 + 0,34 + 0 - 0 = 22,13 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 22,13 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Компас.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 31,08 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 179 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Компас планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,11 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 31,19 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 179 % 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 случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Компас расчетный объем ГАО составит 13,81 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,08 + 0,11 + 0 - 0 = 31,19 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 31,19 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новая.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 54,90 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 % 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 +3,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Новая планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,30 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 56,20 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125 % 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 случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новая расчетный объем ГАО составит 11,10 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 54,90 + 1,30 + 0 - 0 = 56,20 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 56,20 МВА. 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 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 12,45 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 115 % 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 46 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

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

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 1,59 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,45 + 0 + 0 - 0 = 12,45 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 12,45 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Приморская.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 27,82 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 139 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора. В ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 89 % 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 +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Приморская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,80 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 28,62 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 143 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 92 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приморская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Приморская расчетный объем ГАО составит 8,62 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,82 + 0,80 + 0 - 0 = 28,62 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 28,62 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сергокала.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 7,95 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 40 % 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 114 % 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 +6,6 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +6,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,104.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ

Сергокала планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,15 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 8,10 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 40 % 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 116 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сергокала ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сергокала расчетный объем ГАО составит 1,15 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,95 + 0,15 + 0 - 0 = 8,10 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 8,10 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЦПП.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 31,11 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129 % 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 +23,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,968.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЦПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,15 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 31,26 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129 % 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 7,07 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,11 + 0,15 + 0 - 0 = 31,26 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 31,26 МВА. 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 18,77 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150 % 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 +9,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Юго-Восточная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,22 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 18,99 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 152 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 6,49 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,77 + 0,22 + 0 - 0 = 18,99 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 18,99 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ЗТМ.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 20,72 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 66 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 119 % 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 +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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗТМ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,20 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,13 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 20,85 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 67 % 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 120 % 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 случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ ЗТМ расчетный объем ГАО составит 3,47 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,72 + 0,13 + 0 - 0 = 20,85 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,85 МВА. 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-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Махачкала-110.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 52,54 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 193 % 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 168 % 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 $T_{\text{НВ}} +9,1^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при $T_{\text{НВ}} +9,1^{\circ}\text{C}$ и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Махачкала-110 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,10 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 52,64 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 194 % 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 168 % 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 случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Махачкала-110 расчетный объем ГАО составит 21,39 МВА, при отключении Т-2 – 25,48 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,54 + 0,10 + 0 - 0 = 52,64 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 52,64 МВА. Ближайшим

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

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Шамхал.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 42,80 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 137 % 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 246 % 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.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамхал планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,75 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 43,55 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная 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 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 251 % 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 случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Шамхал расчетный объем ГАО составит 26,17 МВА, при отключении Т-2 – 12,30 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42,80 + 0,75 + 0 - 21 = 22,55 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 22,55 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

В связи с тем, что в рамках реализации Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан на 2022–2024 гг. и согласованной с АО «СО ЕЭС» проектной документацией по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал», предусмотрена замена Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Шамхал на имеющиеся в наличии у филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго» трансформатор номинальной мощностью 40 МВА, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Геджух.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 2,01 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 21 % 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 77 % 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 $T_{\text{НВ}} +23,6^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,968. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 6 [4] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] 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 – 1,12 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 3,13 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 32 % 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 119 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки 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 0,51 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,01 + 1,12 + 0 - 0 = 3,13 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,13 МВА. 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-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Куруш.

Оборудование, здания и сооружения, расположенные на территории ПС 110 кВ Куруш, морально устарели и физически изношены, что подтверждено Актом технического освидетельствования энергообъекта от 27 июля 2018 года. На ПС 110 кВ Куруш установлены трансформаторы Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 МВА и 6,3 МВА, срок эксплуатации которых составляет 60 лет (1962 год выпуска).

Перечень мероприятий по устранению замечаний технического освидетельствования по ПС 110 кВ Куруш:

- замена Т-1 мощностью 5,6 МВА на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА;

- замена ОД-КЗ Т-1, Т-2;

- замена ячеек КРУН-10 и выключателей 10 кВ;

- замена ТФНД-110;

- замена СОНК-110;

- ремонт железобетонных конструкций под оборудование.

В соответствии с Актом технического освидетельствования энергообъекта от 27 июля 2018 года, срок устранения замечаний технического освидетельствования по ПС 110 кВ Куруш – 2022 г.

С учетом вышеизложенного и СиПР Республики Дагестан [1], рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 5,6 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

СШ ПС 110 кВ Тлох и ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159).

В соответствии с СиПР Республики Дагестан [1] рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с $I_{\text{доп}} \geq 516$ А при ТНВ -14 °С и реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с заменой провода ВЛ на участке от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах сечением АС-150 на провод с $I_{\text{доп}} \geq 607$ А при ТНВ -14 °С.

В соответствии с приведенными расчетами, при нормативных возмущениях возникает превышение ДДТН провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ ПС 110 кВ Тлох и ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -14 °С в 2027 году при отключении ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и составила:

- ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) (участок от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах) – 607 А (104,6 % от $I_{\text{дтн}}$);
- 1СШ-110 кВ, 2СШ-110 кВ ПС 110 кВ Тлох – 516 А (102,6 % от $I_{\text{дтн}}$).

Схемно-режимные мероприятия для ликвидации соответствующих перегрузок отсутствуют.

В соответствии с результатами расчетов рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Тлох в части замены провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с $I_{\text{дтн}} \geq 516$ А при ТНВ -14 °С со сроком реализации в 2023 году и реконструкцию ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с заменой провода ВЛ на участке от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах сечением АС-150 на провод с $I_{\text{дтн}} \geq 607$ А при ТНВ -14 °С со сроком реализации в 2025 году.

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

ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133).

В соответствии с СиПР Республики Дагестан [1] рекомендуется реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода сечением АС-95 на провод с $I_{\text{доп}} \geq 445$ А при ТНВ -14 °С.

В соответствии с приведенными расчетами, при нормативных возмущениях возникает превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -14 °С на этапе 2027 года при отключении ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) и составила 445 А (104,5 % от $I_{\text{дтн}}$).

Схемно-режимные мероприятия для ликвидации соответствующей перегрузки отсутствуют.

В соответствии с результатами расчетов рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода сечением АС-95 на провод с $I_{\text{дтн}} \geq 445$ А при ТНВ -14 °С со сроком реализации в 2025 году.

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

2.3.2.2 ПАО «Россети»

ПС 330 кВ Дербент.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка трансформаторов 110/6 кВ за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 19,59 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 330 кВ Дербент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,93 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,11 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 19,70 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % 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 случае аварийного отключения одного из трансформаторов 110/6 кВ на ПС 330 кВ Дербент расчетный объем ГАО составит 2,32 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,59 + 0,11 + 0 - 0 = 19,70 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 19,7 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Белиджи.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 17,99 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % 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 +9,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,086.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Белиджи планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,13 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 18,12 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белиджи ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Белиджи расчетный объем ГАО составит 0,74 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,99 + 0,13 + 0 - 0 = 18,12 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 18,12 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.2.3 АО «Оборонэнерго»

ПС 110 кВ Миарсо.

Согласно данным в СиПР Республики Дагестан [1], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 21,05 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105 % 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 +6,6 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Республики Дагестан [1] в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Миарсо планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,03 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 21,08 МВА.

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Миарсо ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Миарсо расчетный объем ГАО составит 1,08 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,05 + 0,03 + 0 - 0 = 21,08 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 21,08 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 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащиеся СиПР ЕЭС России [5] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В энергосистеме Республики Дагестан до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 9 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Дагестан.

Таблица 9 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 5 МВт							
1	Насосная станция канализационной системы	ГКУ РД «Дирекция Единого Госзаказчика- Застройщика»	0,0	7,5	110	2023	ПС 110 кВ Чистое море

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан на период 2023–2028 годов представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8514	8689	8879	9071	9264	9461
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	175	190	192	193	197
Годовой темп прироста, %	–	2,06	2,19	2,16	2,13	2,13

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан прогнозируется на уровне 9461 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,97 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 197 млн кВт·ч или 2,13 %, наименьший прирост ожидается в 2024 году и составит 175 млн кВт·ч или 2,06 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 9.

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

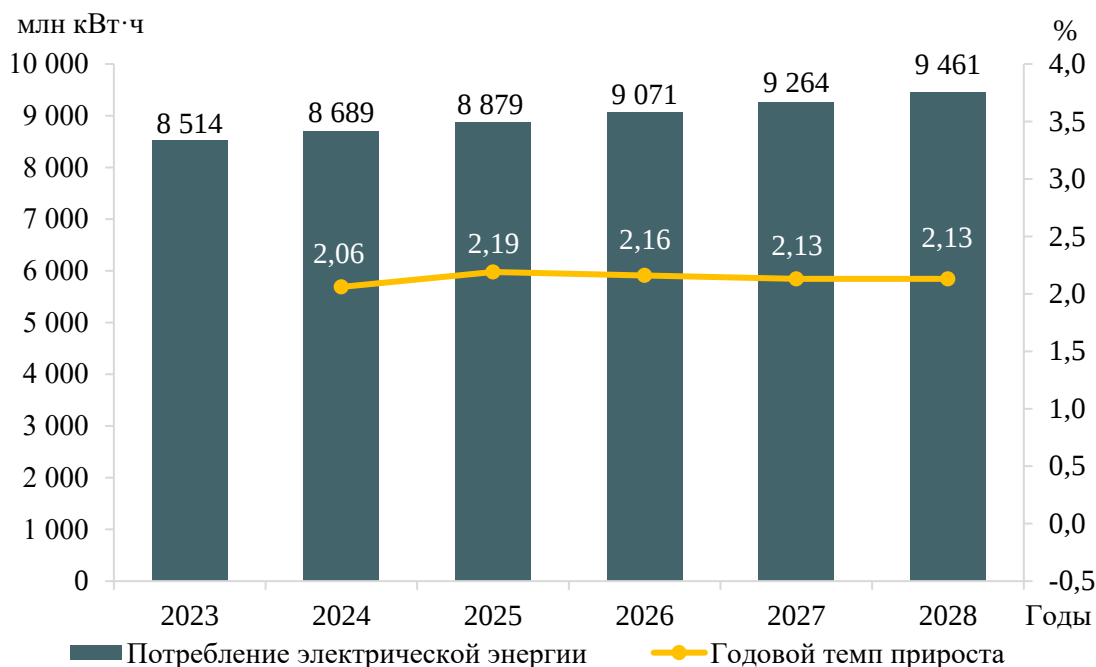


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1583	1611	1649	1683	1718	1749
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	28	38	34	35	31
Годовой темп прироста, %	–	1,77	2,36	2,06	2,08	1,80
Число часов использования максимума потребления мощности	5378	5394	5384	5390	5392	5409

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2028 году прогнозируется на уровне 1749 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,87 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 38 МВт или 2,36 %, что обусловлено вводом объектов социальной сферы; наименьший прирост ожидается в 2024 году и составит 28 МВт или 1,77 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5409 час/год.

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

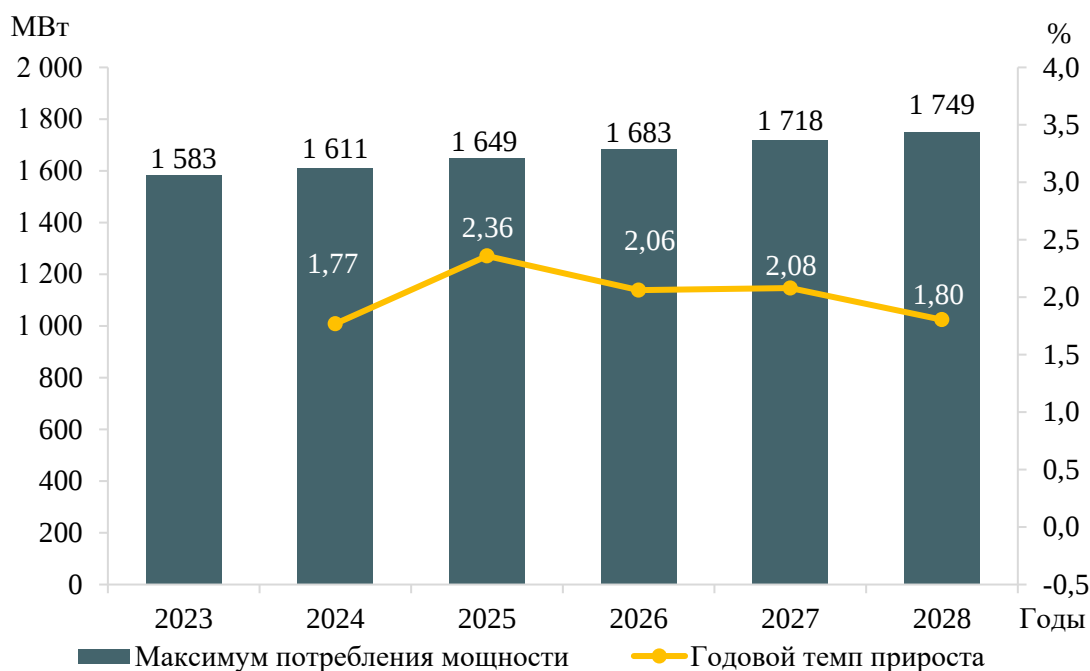


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 469,5 МВт, в том числе на ВИЭ – 469,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Дагестан в период 2023–2028 годов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Республики Дагестан	–	–	315,0	154,5	–	–	469,5
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.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 108 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Республики Дагестан в 2028 году составит 2497,6 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Дагестан по сравнению с 2021 годом снизится доля ГЭС с 99 % до 79,9 %, доля ТЭС снизится с 0,9 % до 0,7 %. Доля СЭС возрастет с 0,1 % в 2021 году до 7,0 % в 2028 году, доля ВЭС к 2028 году составит 12,4 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан в период 2023–2028 годов представлена в таблице 13. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Дагестан в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 13 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Республики Дагестан	1920,1	1920,1	2260,1	2464,6	2493,6	2497,6
ГЭС	1886,1	1886,1	1911,1	1961,1	1990,1	1994,1
ТЭС	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
ВЭС	–	–	155,1	309,5	309,5	309,5
СЭС	16,0	16,0	175,9	175,9	175,9	175,9

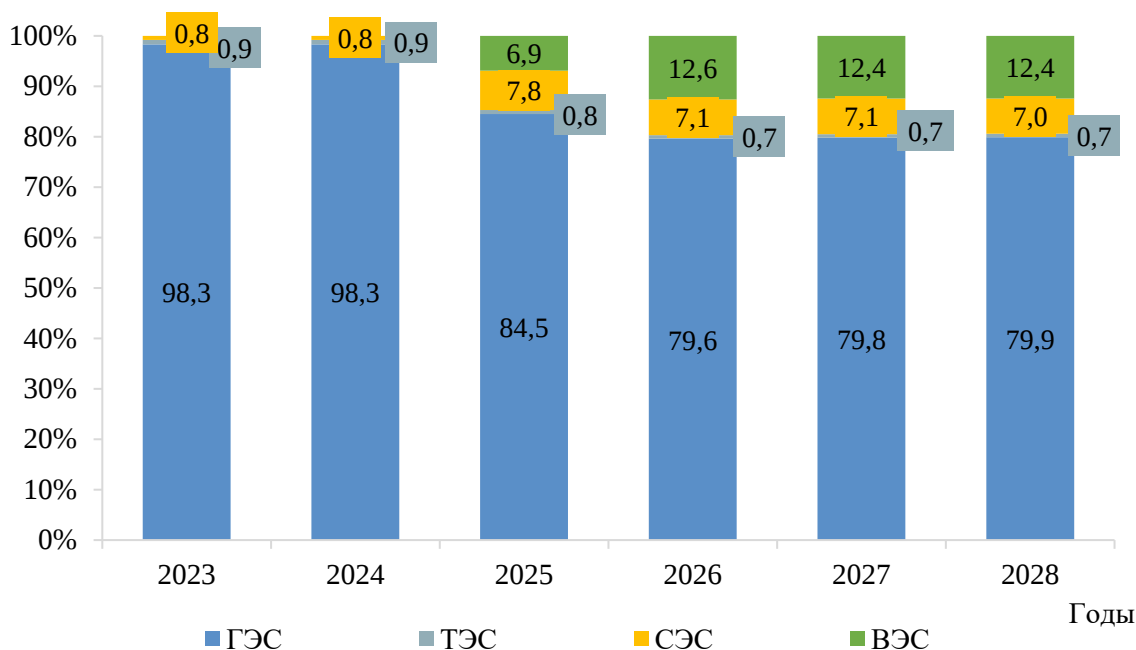


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция 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 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 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 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 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 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 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 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 15 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Дагестан.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Аврора с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения Агентства по предпринимательству и инвестициям Республики Дагестан	Агентство по предпринимательству и инвестициям Республики Дагестан	–	21
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) до ПС 110 кВ Аврора ориентировочной протяженностью 3,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	3,5				
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) до ПС 110 кВ Аврора ориентировочной протяженностью 3,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	3,5				
4	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 МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	–	25
5	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123) до ПС 110 кВ Сабнова ориентировочной протяженностью 3,8 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,8	–	–	–	–	–	3,8				
6	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Сабнова ориентировочной протяженностью 4 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	4	–	–	–	–	–	4				
7	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 МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	–	2,2
8	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				
9	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
10	Строительство двух ВЛ 110 кВ Махачкала – Чистое море ориентировочной протяженностью 12 км каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	24				

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [5] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 16.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Шамилское 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Араблинка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	8	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Кайтаг с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
30	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
31	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40 1×25	–	–	–	–	–	105	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
36	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
38	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Реконструкция ПС 110 кВ Сергокала с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
40	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
41	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
42	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
43	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
44	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
45	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
46	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Реновация основных фондов
47	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
48	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи 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»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
49	Реконструкция ПС 110 кВ Миарсо 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	АО «Оборонэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
50	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	21,5	–	–	–	21,5	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
51	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) ориентировочной протяженностью 20,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	20,3	–	–	–	20,3	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
52	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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

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 17 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 [6].

Таблица 17 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ 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			
5	Строительство РУ 110 кВ Чолпан СЭС с одним трансформатором 110 кВ мощностью 63 МВА	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	63	Чолпан СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	60
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) до РУ 110 кВ Чолпан СЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	110	км	–	–	0,2	–	–	–	0,2			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Республики 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 мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 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) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети» письмом № ОК-2373 от 01.07.2022 «О направлении исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028 годы».

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [7]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан оценивается в 2028 году в объеме 9461 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,97 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2028 году увеличится и составит 1749 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,87 %.

Относительно высокие темпы прироста мощности в энергосистеме Республики Дагестан прогнозируются в 2025 году, что обусловлено вводом объектов социальной сферы.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 5409 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 159,9 МВт на СЭС, 309,5 МВт на ВЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2028 году составит 2497,6 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 173,1 км, трансформаторной мощности 2959,6 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2023–2027 годов : утверждены Указом Главы Республики Дагестан от 29 апреля 2022 г. № 96 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2023–2027 годов». – Текст : электронный. – URL: <http://minenergord.ru/programmy/item/21> (дата обращения: 28.09.2022).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 6 (ред. от 13.09.2018) : зарегистрирован М-вом юстиции 22 января 2003 года, регистрационный № 4145. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.11.2022)

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

6. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,

принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Республики Дагестан												
Чирюртская ГЭС-1	ПАО «РусГидро»			–								
		1	ПЛ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	40,0	Модернизация в 2028 г.
		2	ПЛ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	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	
Чирюртская ГЭС-2	ПАО «РусГидро»			–								
		3	ПЛ-103-ВБ-500		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	
Гергебильская ГЭС	ПАО «РусГидро»				–							
		1	РО-ГМ-5	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	
		3	РО-75-В-140	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	РО-75-В-140	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	
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	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	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	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	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–		1000,0	1000,0	1000,0	1025,0	1075,0	1100,0	1100,0	
Миатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	ПЛ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	ПЛ-60-В-600		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	
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	
		2	РО-230-В-440		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	
Курушская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–								
		1	«Пельтон»		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	
Установленная мощность, всего		–	–		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
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	
		2	РО-230-Г-50		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	
Установленная мощность, всего		–	–		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
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	
		2	ПР-6-35/10/1,2 М		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	
		2	РО-75-В-140		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО230/791-Г-50		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	
Гельбахская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–								
		1	ПР-40/587а-ВМ-300		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО-100-Г-40		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	
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	
		2	РО 75-В-310		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	
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	
		2	РО-100-Г-40		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	
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	
		2	РО-100-Г-40		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»			–								
		1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					60,0	60,0	60,0	60,0	
Ногайская СЭС (Южно-Сухокумская СЭС)	ООО «Грин Энерджи Рус»			–								
		1	ФЭСМ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию 06.05.2022
Установленная мощность, всего		–	–			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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	АО «ВетроОГК-2»			–								
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)					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	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	АО «ВетроОГК-2»			–								
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)						54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						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	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						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	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–						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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	121,16	121,16
2	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	254,64	254,64
3	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
4	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
5	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	254,64	254,64

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
6	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	229,07	229,07
7	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	204,08	204,08
8	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
9	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	139,08	139,08
10	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Араблинка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	8	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	121,62	121,62
11	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
12	Республики Дагестан	Республика Дагестан	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	1×16	–	–	–	–	–	16	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	130,88	130,88
					110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–		74,35	74,35
13	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	96,46	96,46
14	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кайтаг с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	118,28	118,28
15	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 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	180,69	180,69
16	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Каякент с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	148,71	148,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
17	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Магарамкент с заменой 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 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	139,08	139,08
18	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
19	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	148,71	148,71
20	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	51,20	51,20
21	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тагиркент 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	67,71	67,71
22	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Александрия 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	199,23	199,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
23	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	214,45	214,45
24	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
25	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	199,23	199,23
26	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	322,44	322,44
27	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	121,16	121,16
28	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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	199,23	199,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
29	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	161,21	161,21
30	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	148,71	148,71
31	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40 1×25	–	–	–	–	–	105	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	437,72	437,72
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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	322,44	322,44
33	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	136,56	136,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
34	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30
35	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	273,13	273,13
36	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	322,44	322,44
37	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	88,29	88,29
38	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	115,02	115,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
39	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Сергокала с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	90,34	90,34
40	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	254,64	254,64
41	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	229,07	229,07
42	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,53	114,53
43	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала 110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	322,44	322,44

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
44	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	127,31	127,31
45	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 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	4	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	51,20	51,20
46	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	–	Реновация основных фондов	57,01	57,01
47	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	192,90	192,90
48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи 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»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	204,08	204,08
49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Миарсо 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	АО «Оборонэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	242,30	242,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
50	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,56	1,56
51	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,31	5,31
52	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,14	5,14
53	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,31	5,31
54	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	19,94	19,94
55	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	14,93	14,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
56	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) ориентировочной протяженностью 20,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	20,3	–	–	–	20,3	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	38,92	38,92
57	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	21,5	–	–	–	21,5	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	29,86	29,86
58	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1,91	1,91
59	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,10	8,10

Примечания

1 ¹⁾ 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 на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

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