

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	14
2.1.1 Энергорайон № 1, Центральный энергорайон Республики Дагестан .....	14
2.1.2 Энергорайон № 2, Южный энергорайон Республики Дагестан .....	16
2.1.3 Энергорайон № 3, Горный энергорайон Республики Дагестан .....	18
2.1.4 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан .....	20
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	22
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	22
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 .....	69
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	70
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	70
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	70
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического	

	присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	70
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы .....	71
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	71
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	73
3.3	Прогноз потребления мощности.....	74
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	75
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы .....	78
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	78
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 .....	81
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	85
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	87
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 .....	94
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	96
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар .....	97
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо .....	103

5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179).....	109
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	115
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	116
7.1	Основные подходы.....	116
7.2	Исходные допущения.....	117
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	120
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	121
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	122
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	125
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	126
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	129
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 .....	133

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
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
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
ОЗП	–	осенне-зимний период
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Дагестан за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Дагестан, Ставропольского края, Карачаево-Черкесской Республики, Кабардино-Балкарской Республики, Республики Северная Осетия – Алания, Республики Ингушетия и Чеченской Республики;

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

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Республики Дагестан связана с энергосистемами:

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

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

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

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

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

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

В энергосистеме Республики Дагестан крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

### **1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей**

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан на 01.01.2024 составила 1920,1 МВт, в том числе: ГЭС – 1886,1 МВт, ТЭС – 18,0 МВт, СЭС – 16,0 МВт.

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

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



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

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	1920,1	–	–	–	–	1920,1
ГЭС	1886,1	–	–	–	–	1886,1
ТЭС	18,0	–	–	–	–	18,0
СЭС	16,0	–	–	–	–	16,0

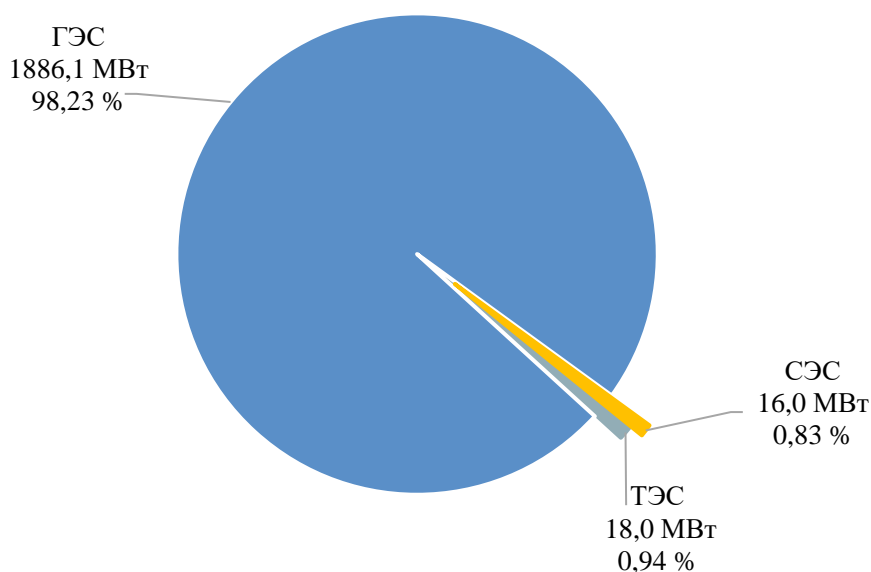


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан по состоянию на 01.01.2024

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в 2023 году составило 4966,5 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 4891,6 млн кВт·ч, ТЭС – 54,3 млн кВт·ч, СЭС – 20,5 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	4116,5	3765,9	4846,4	4684,8	4966,5
ГЭС	4062,9	3710,1	4791,9	4619,5	4891,6
ТЭС	53,4	54,7	53,5	55,3	54,3
СЭС	0,2	1,2	1,0	10,0	20,5

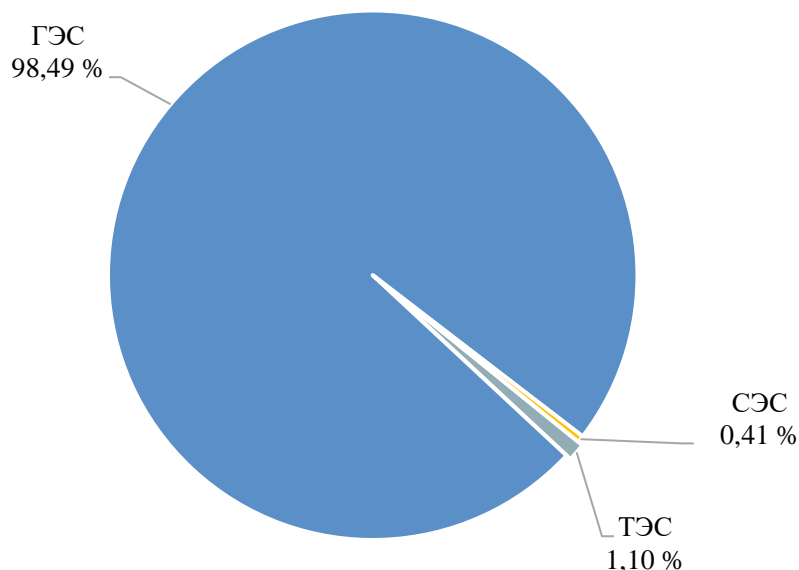


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2023 году

### 1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Дагестан приведена в таблице 3 и на рисунках 3, 4.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6652	6888	7708	8482	8626
Годовой темп прироста, %	2,53	3,55	11,90	10,04	1,70
Максимум потребления мощности, МВт	1196	1307	1435	1463	1546
Годовой темп прироста, %	-2,69	9,28	9,79	1,95	5,67
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5562	5270	5371	5798	5580
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	12.01 18:00	25.12 18:00	24.12 17:00	18.03 19:00	12.02 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	1,5	-4,5	-5,2	-2,3	-4,1

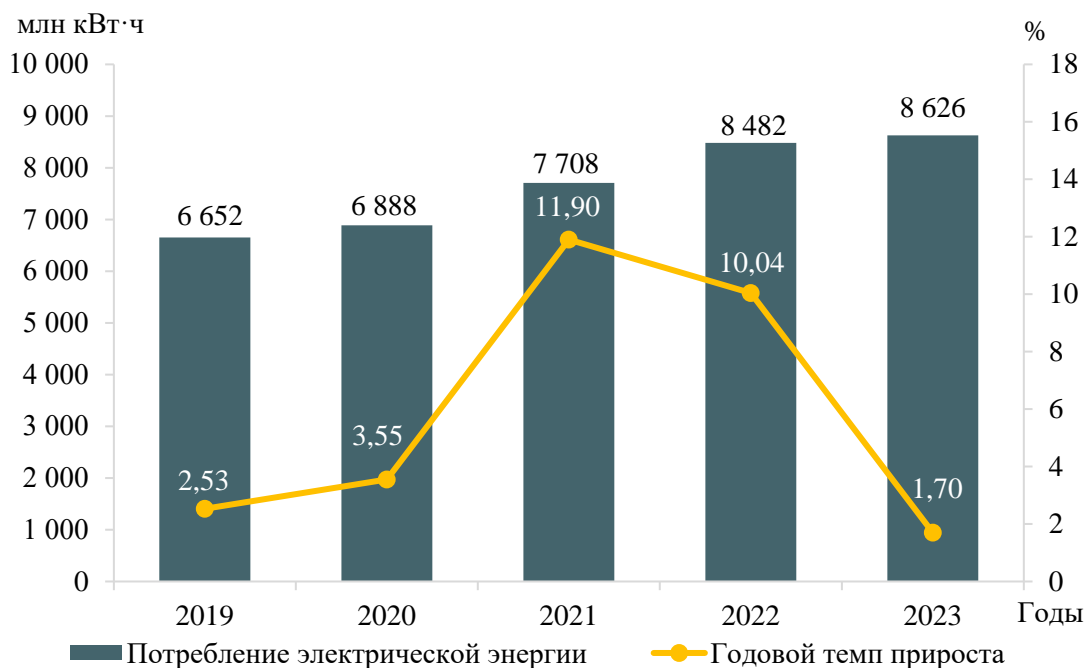


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

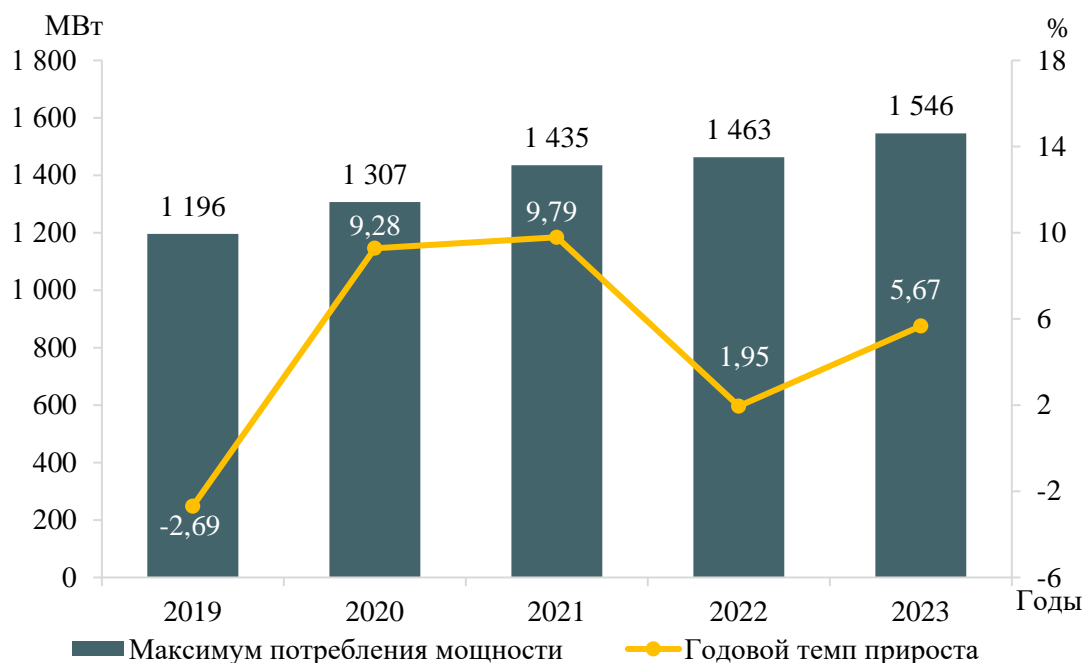


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан увеличилось на 2138 млн кВт·ч и составило в 2023 году 8626 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,86 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 11,90 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2023 году и составил 1,70 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан вырос на 317 МВт и составил 1546 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,70 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,79 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019. Наибольшее годовое снижение мощности составило 2,69 % в 2019 году. Снижение связано, в основном, с положительными ТНВ в период ОЗП. Следует отметить, что годовой максимум потребления мощности в 2022 году отмечен в нехарактерный месяц – в марте.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан был зафиксирован в 2024 году в размере 1569 МВт.

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

- ростом потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- снижением потребления в строительстве;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

### **1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде**

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

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Установка трансформатора на ПС 330 кВ Артём	ПАО «Россети»	2020	125 МВА
2	330 кВ	Замена трансформаторов на ПС 330 кВ Дербент	ПАО «Россети»	2020	2×200 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Рассвет	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	25 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Леваша	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	16 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Анцух	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 330 кВ Дербент	ПАО «Россети»	2023	25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Советская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	10 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Шамхал	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	25 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Юго-Восточная	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	16 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Насосная-2	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	10 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Компас	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Огни	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	16 МВА

## **2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России**

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

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

- энергорайон № 1 – Центральный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 2 – Южный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 3 – Горный энергорайон Республики Дагестан;
- энергорайон № 4 – Северный энергорайон Республики Дагестан.

#### **2.1.1 Энергорайон № 1, Центральный энергорайон Республики Дагестан**

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

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме<sup>1)</sup>, связанной с отключением 1 СШ-330 (2 СШ-330) на ПС 330 кВ Махачкала и АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал превышает ДДТН на величину до 7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 45 МВт</p>	<p>Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 18 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 110 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 21 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 75 МВт</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности</p>

Примечание – <sup>1)</sup> 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 таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Южном энергорайоне Республики Дагестан.



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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) превышает ДДТН на величину до 22 %, ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на величину до 17 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности.</li> <li>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности</li> </ol>	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности.</li> <li>2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности</li> </ol>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент превышает ДДТН на величину до 10 % и ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба на величину до 6 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 8 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент с увеличением пропускной способности.</li> <li>2. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба с увеличением пропускной способности</li> </ol>	Строительство ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент 2 цепь ориентировочной протяженностью 25 км	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент с увеличением пропускной способности.</li> <li>2. Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба с увеличением пропускной способности</li> </ol>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками, (ВЛ-110-107) токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) на ПС 330 кВ Дербент превышает ДДТН на величину до 20 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от ПС 330 кВ Дербент до отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая превышает ДДТН на величину до 20 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Араблинка превышает ДДТН на величину до 16 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Араблинка до отпайки на ПС 110 кВ Самур превышает ДДТН на величину до 11 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) от отпайки на ПС 110 кВ Самур до ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 9 %;</li> <li>– ошиновки и шин на ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 9 %.</li> </ul> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) на ПС 330 кВ Дербент.</li> <li>2. Замена провода ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122).</li> <li>3. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Белиджи</li> </ol>	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) на ПС 330 кВ Дербент.</li> <li>2. Замена провода ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122).</li> <li>3. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Белиджи</li> </ol>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) на ПС 330 кВ Дербент превышает ДДТН на величину до 20 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от ПС 330 кВ Дербент до отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая превышает ДДТН на величину до 20 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Дербент-Тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Араблинка превышает ДДТН на величину до 16 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Араблинка до отпайки на ПС 110 кВ Самур превышает ДДТН на величину до 11 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) от отпайки на ПС 110 кВ Самур до ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 9 %;</li> <li>– ошиновки и шин на ПС 110 кВ Белиджи превышает ДДТН на величину до 9 %.</li> </ul> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) на ПС 330 кВ Дербент.</li> <li>2. Замена провода ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107).</li> <li>3. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Белиджи</li> </ol>	Отсутствуют	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) на ПС 330 кВ Дербент.</li> <li>2. Замена провода ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107).</li> <li>3. Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) и шин 110 кВ на ПС 110 кВ Белиджи</li> </ol>

### 2.1.3 Энергорайон № 3, Горный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Горном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Горного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) превышает ДДТН на величину до 20 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода ВЛ 110 кВ с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар: – с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с увеличением пропускной способности; – с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар 2 цепь ориентировочной протяженностью 22 км</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода ВЛ 110 кВ с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар: – с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с увеличением пропускной способности; – с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) превышает ДДТН на величину до 5 %, происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ Цудахар ниже МДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) с заменой провода с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4 Мвар каждая</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) с заменой провода с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4 Мвар каждая</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) токовая нагрузка:</p> <p>– ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) превышает ДДТН на величину до 18 %, – ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах превышает ДДТН на величину до 7 %, происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ Миарсо ниже АДН.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт</p>	<p>1. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК мощностью не менее 34 Мвар.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой проводов шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым 2 цепь ориентировочной протяженностью 22 км</p>	<p>1. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК мощностью не менее 34 Мвар.</p> <p>2. Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой проводов шин 110 кВ с увеличением пропускной способности</p>

#### 2.1.4 Энергорайон № 4, Северный энергорайон Республики Дагестан

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Северном энергорайоне Республики Дагестан.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Северного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме электрической сети при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), токовая нагрузка:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) превышает ДДТН на величину до 32 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136) превышает ДДТН на величину до 20 %;</li> <li>– ошинок ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136) на ПС 110 кВ Карланиорт-Тяговая превышает ДДТН на величину до 32 %;</li> <li>– шин ПС 110 кВ Карланиорт-Тяговая превышает АДТН на величину до 10 %.</li> </ul> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ<sup>1)</sup>.</li> <li>2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый<sup>1)</sup></li> </ol>	<p style="text-align: center;">Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ<sup>1)</sup>.</li> <li>2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый<sup>1)</sup></li> </ol>

Примечание – <sup>1)</sup> С учетом информации, приведенной в письме ПАО «Россети» от 26.08.2024 № ОК-6931, строительство ПС 330 кВ Сунжа в энергосистеме Чеченской Республики рассматривается как наиболее приоритетный вариант в связи с наличием инженерных изысканий по площадке под строительство подстанции и трассам заходов линий электропередачи, а также наличия данного энергообъекта в схеме территориального планирования Чеченской Республики.

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

### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и иного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
Центральный энергорайон		
2019	19.06.2019	26,3
	18.12.2019	4,2
2020	17.06.2020	24,6
	16.12.2020	5,7
2021	16.06.2021	22,3
	15.12.2021	8,8
2022	15.06.2022	24,4
	21.12.2022	1,1
2023	21.06.2023	20,3
	20.12.2023	6,8
2024	24.01.2024	-0,3
Южный энергорайон		
2019	19.06.2019	26,2
	18.12.2019	7,2
2020	17.06.2020	23,6
	16.12.2020	8,9
2021	16.06.2021	23,6
	15.12.2021	9,3
2022	15.06.2022	26,0
	21.12.2022	4,1
2023	21.06.2023	20,9
	20.12.2023	6,6
2024	24.01.2024	-0,5
Северный и Горный энергорайоны		
2019	19.06.2019	23,6
	18.12.2019	4,4
2020	17.06.2020	22,7
	16.12.2020	6,2
2021	16.06.2021	22,3

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
	15.12.2021	9,1
2022	15.06.2022	22,2
	21.12.2022	0,3
2023	21.06.2023	18,3
	20.12.2023	4,9
2024	24.01.2024	-5,4

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

В таблице 12 приведена загрузка ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА						Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	24.01.2024	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	12.07.2024	
1	ПС 110 кВ Белиджи	110/35/10	T-1	115/35/10	16	4,0	4,7	5,2	5,2	8	6	10,9	4,1	12,1	0,0	10	5,1	0
			T-2	115/35/10	16	9,6	8,8	12,9	12,6	13	12	0,0	6,6	0,0	13,2	4	11,1	

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций ПАО «Россети», на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года					Фактическая нагрузка в день иного зимнего контрольного замера 2024 года, МВА	Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА		
1	ПС 330 кВ Дербент	330/110/6	T-1	115/6,6	25	13.02	-4	13,3	5,3	14,3	10.08	+37	16,7	6,7	17,9	16,3	0
			T-2	110/6	25	13.02	-4	11,1	4,4	11,9	10.08	+37	12,7	5,1	13,2	13,6	

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 330 кВ Дербент	2023 / лето	31,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
2	ПС 110 кВ Белиджи	2023 / зима	21	ПС 110 кВ Белиджи	ТУ для ТП менее 670 кВт	–	–	2024	1,15	0	0,4	0,115	21,128	21,128	21,128	21,128	21,128	21,128

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 330 кВ Дербент	T-1	ТРДН-25000/110/6,6	2023	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-25000/110/6,6	2024	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Белиджи	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1986	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82



### ПС 330 кВ Дербент.

Согласно данным в таблицах 12, 14 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 31,1 МВА (Т-1 – 17,9 МВА, Т-2 – 13,2 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 65 % (48 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 13 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 330 кВ Дербент отсутствуют.

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 для ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

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

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 330 кВ Дербент, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 13 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторов ПС 330 кВ Дербент ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 330 кВ Дербент расчетный объем ГАО составит 3,575 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,1 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 25 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Белиджи.

Согласно данным в таблицах 11, 14 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена во зимний контрольный замер 2023 года и составила 21 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 19 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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 – 0,128 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21 + 0,128 + 0 - 0 = 21,128 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Белиджи, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 20 % (без ТП превышение до 19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белиджи ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тлох расчетный объем ГАО составит 3,467 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,128 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### 2.2.1.2 ООО «Каспийэнергосервис»

Рассмотрены предложения ООО «Каспийэнергосервис» по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 15 представлены данные контрольного замера за период

2019–2024 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

В таблице 17 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 15 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций ООО «Каспийэнергосервис» в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА						Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	24.01.2024	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	12.07.2024	
1	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	110/35/6	Т-1	н/д	16	14,534	8,097	17,889	16,189	20,125	21,131	3,578	6,261	4,919	16,189	12,857	–	0
			Т-2	н/д	16	14,534	7,000	17,889	16,189	20,125	21,578	3,019	0,000	4,919	16,189	0	–	

Таблица 16 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	2024 / зима	42,709	–	–	–	–	–	–	–	–	–	42,709	42,709	42,709	42,709	42,709	42,709

Таблица 17 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1984	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1984	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

### ПС 110 кВ Ирганай ГПП.

Согласно данным в таблицах 15, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 42,709 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 126 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-5,4^{\circ}\text{C}$  и нормальном режиме нагрузки составляет 1,177.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,709 + 0 + 0 - 0 = 42,709 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ирганай, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 126 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ирганай ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ирганай расчетный объем ГАО составит 23,877 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 42,709 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  $2 \times 16$  МВА на  $2 \times 63$  МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Каспийэнергосервис».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### 2.2.1.3 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 18 представлены данные контрольного замера за период 2019–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

В таблице 20 приведена загрузка ПС, на которых осуществлялся ввод ГВО в 2023 году. В таблице 21 приведена расчетная перспективная нагрузка данных центров питания.

В таблице 22 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период.

Таблица 18 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА						Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА						Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	24.01.2024	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	12.07.2024	
1	ПС 110 кВ Акуша	110/35/10	T-1	н/д	10	7,066	7,267	6,807	7,543	7,829	8,459	3,658	0,000	0,000	0,000	0,000	3,915	0
			T-2	н/д	16	8,734	9,378	8,922	9,769	10,014	11,034	5,443	9,235	9,199	9,758	10,560	6,372	
2	ПС 110 кВ Анцух	110/35/10	T-1	106/36,8/9,9	10	12,231	8,609	12,798	8,721	10,620	9,620	2,907	3,077	3,154	3,466	3,466	3,027	0
			T-2	н/д	16	17,835	13,416	13,653	9,280	15,09	15,430	5,165	5,926	5,079	5,814	6,047	3,913	
3	ПС 110 кВ Ботлих	110/35/10	T-1	104/36,3/10,1	10	13,416	8,721	6,596	7,044	16,994	16,994	0,000	3,354	6,149	7,267	0	1,453	0
			T-3	н/д	10													
4	ПС 110 кВ Леваша	110/10	T-1	104/10,3	16	8,609	7,862	11,180	9,727	10,621	10,845	7,826	8,162	10,510	8,497	8,944	9,846	0
			T-2	н/д	16	6,708	8,014	10,621	9,615	10,621	11,18	4,696	6,932	6,932	9,503	8,944	11,681	
5	ПС 110 кВ Тлох	110/35/10	T-1	105/36/10,4	10	7,661	8,273	7,714	8,050	8,944	9,503	1,266	1,476	3,464	0,000	2,236	1,342	0
			T-2	105/36/10,4	10	7,661	8,273	7,714	7,938	8,944	9,503	1,405	1,472	1,166	1,366	4,472	4,472	
6	ПС 110 кВ Цудахар	110/35/10	T-1	107/37,5/10,6	10	8,721	14,534	9,503	11,180	10,062	10,062	6,485	7,379	7,826	5,367	5,031	9,391	0
			T-2	107/37,5/10,6	10	8,721	3,994	9,280	10,621	10,062	10,062	0,000	0,000	0,000	3,354	2,683	0,000	
7	ПС 110 кВ Шамильское	110/10	T-1	104/10,3	6,3	4,919	5,456	4,832	5,158	4,818	5,438	2,786	2,066	2,627	3,066	1,147	2,544	0
			T-2	104/10,3	6,3	3,994	4,213	4,074	4,443	4,230	4,501	0,000	0,000	0,000	0,000	1,912	0,000	
8	ПС 110 кВ Ахты	110/35/10	T-1	108/36/10,5	10	11,538	11,628	11,006	11,516	10,085	11,08	3,779	4,338	4,079	5,004	5,445	5,613	0
			T-2	108/36/10,5	10	5,912	4,763	7,312	7,714	6,932	7,211	3,399	3,587	2,195	3,569	4,181	4,606	
9	ПС 110 кВ Касумкент	110/35/10	T-1	116/35/10,5	6,3	5,134	5,134	3,897	4,808	4,103	6,686	4,360	4,360	4,241	3,429	3,645	5,914	0
			T-2	116/35/10,5	6,3	4,517	4,517	5,357	6,149	6,764	7,256	3,600	3,600	3,964	4,459	5,434	6,764	
10	ПС 110 кВ Мамедкала	110/35/10	T-1	114/37/10,4	6,3	4,906	5,545	5,744	5,903	6,395	6,876	0,000	0,000	0,000	4,910	4,081	6,350	0
			T-2	114/37/10,4	16	11,851	12,522	13,513	14,154	13,036	16,044	16,144	14,423	15,066	11,160	12,410	17,285	
11	ПС 110 кВ Огни	110/6	T-1	н/д	16	7,817	8,197	8,252	9,380	8,930	9,436	6,297	6,632	8,010	7,226	6,585	8,514	0
			T-2	118,3/6,3	10	5,054	4,964	5,049	5,780	8,020	7,435	3,801	3,810	3,861	3,697	5,232	7,178	
12	ПС 110 кВ Кизляр-1	110/35/10	T-1	100/36/10,4	16	13,363	12,142	15,630	11,963	11,437	11,907	7,334	10,903	10,621	10,174	10,510	19,007	0
			T-2	100/36/10,4	16	5,121	8,497	13,416	10,073	10,219	11,393	11,605	7,817	8,497	8,452	10,253	15,652	
13	ПС 110 кВ Кизляр-2	110/35/10	T-1	105/36/10,5	16	15,541	15,652	13,226	13,148	10,934	12,992	11,829	13,586	12,222	10,828	14,090	10,845	0
			T-2	105/36/10,5	10	4,271	6,149	5,646	5,378	6,518	7,03	4,562	3,734	6,149	6,149	5,250	7,826	
14	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	110/35/10	T-1	106/35/10	6,3	3,412	4,472	0,000	4,673	4,327	4,785	4,427	3,130	5,635	5,590	2,840	4,472	0
			T-2	106/35/10	10	5,358	6,820	6,049	6,507	4,696	4,964	0,000	2,348	0,000	0,000	2,627	3,354	
15	ПС 110 кВ Бабаюрт	110/35/10	T-1	108/36/10,2	16	11,036	11,139	17,932	16,246	13,859	13,859	6,075	5,063	5,466	5,029	10,590	13,233	0
			T-2	108/36/10,2	10	6,017	5,672	4,057	6,963	7,866	7,866	5,063	4,862	4,656	8,897	5,290	9,452	
16	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	T-1	110/35,5/10,5	10	7,700	8,309	7,828	11,519	10,685	10,685	0,000	5,202	5,319	7,970	6,926	9,133	0
			T-2	110/35,5/10,5	10	6,237	5,238	6,222	11,519	10,685	10,685	10,396	5,825	4,092	7,970	6,926	9,133	
17	ПС 110 кВ ЗФС	110/35/6	T-1	110/36/6	40	34,899	43,004	40,142	40,507	39,576	39,576	29,848	36,132	30,188	41,966	31,070	15,830	0
		110/35/6	T-2	н/д	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33,639	
18	ПС 110 кВ Кизилюртовская	110/10	T-1	118/10,5	6,3	10,816	12,746	3,828	3,314	3,810	3,802	8,515	8,869	8,152	2,970	2,798	3,117	0
			T-2	118/10,5	10	0,000	0,000	9,962	8,238	8,802	8,802	0,000	0,000	0,000	8,047	7,562	8,348	
19	ПС 110 кВ Буйнакск-1	110/35/6	T-1	112/36/6,2	25	22,866	19,870	28,300	23,747	25,268	26,945	15,107	15,465	15,205	21,187	16,200	26,218	0
			T-2	112/36/6,2	25	23,671	20,429	28,890	24,038	25,268	26,687	14,861	16,381	15,496	21,556	17,184	20,594	
20	ПС 110 кВ Изберг-Северная	110/35/10	T-1	114,3/36,7/10,3	16	4,351	5,201	6,965	6,764	7,938	8,609	4,249	4,083	4,293	6,697	6,227	13,584	0
			T-2	114,3/36,7/10,3	16	12,902	13,349	14,825	15,116	15,541	17,777	10,487	10,152	10,398	10,286	11,370	14,400	
21	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/6	T-1	110/6,2	10	0,000	0,000	0,000	0,000	6,440	6,977	0,000	0,000	0,000	0,000	6,977	6,440	0
			T-2	110/6,2	25	10,308	0,000	12,455	14,199	8,790	9,023	9,660	9,450	11,060	11,437	3,868	9,123	
22	ПС 110 кВ ЦПП	110/10/6	T-1	115/10,5/6,3	25	14,190	15,442	15,272	14,188	17,285	19,588	14,190	12,544	12,008	12,544	9,816	21,667	0
			T-2	115/10,5/6,3	25	12,768	10,532	15,820	18,000	16,592	16,592	16,918	10,366	13,094	10,912	13,090	22,461	
23	ПС 110 кВ Куруш	110/10	T-1	н/д	5,6	3,299	5,216	5,671	5,248	4,869	4,869	3,152	4,137	3,759	0,000	0,000	4,081	0
			T-2	н/д	6,3	0,000	0,000	0,000	0,000	2,481	2,481	0,000	0,000	0,000	4,598	4,961	2,041	
24	ПС 110 кВ Геджух	110/10	T-1	н/д	10	0,000	0,000	0,000	0,000	1,320	0,000	0,000	0,000	0,000	0,988	0,000	2,303	0
			T-2	н/д	2,5	2,118	1,983	1,469	1,285	2,240	2,780	1,329	1,483	1,541	0,000	1,270	0,000	
25	ПС 110 кВ Дербент-Западная	110/6	T-1	115/6,6	16	4,275	3,466	3,616	4,093	4,774	0,000	4,275	4,225	4,930	6,153	0,000	15,373	0
			T-2	н/д	25	4,679	2,542	2,501	3,639	11,404	14,043	3,697	3,521	3,991	5,000	6,563	0,010	

Таблица 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год / зима	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	
26	ПС 110 кВ Акуша	2024 / зима	19,493	ПС 110 кВ Акуша	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,242	0	10; 0,4	0,024	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	19,52	
				ПС 35 кВ Нащи	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,4	0,0005							
27	ПС 110 кВ Анцух	2019 / зима	30,066	ПС 35 кВ Бежта	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,097	0	0,4	0,010	30,128	30,128	30,128	30,128	30,128	30,128	
				ПС 35 кВ Кидеро	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,106	0	10; 0,4	0,011							
				ПС 35 кВ Шаури	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,28	0	10; 0,4	0,028							
				ПС 35 кВ Тлярата	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,072	0	10; 0,4	0,007							
28	ПС 110 кВ Ботлих	2023 / зима	24,597	ПС 110 кВ Ботлих	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,14	0	0,4	0,014	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62	
				ПС 35 кВ Карата	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,063	0	0,4	0,006							
29	ПС 110 кВ Левашин	2024 / зима	22,025	ПС 110 кВ Левашин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0	0,4	0,001	22,026	22,026	22,026	22,026	22,026	22,026	
30	ПС 110 кВ Тлох	2024 / зима	19,007	ПС 110 кВ Тлох	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,067	0	0,4	0,007	19,014	19,014	19,014	19,014	19,014	19,014	
31	ПС 110 кВ Цудахар	2022 / зима	21,801	ПС 110 кВ Цудахар	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,217	0	10; 0,4	0,022	21,97	21,97	21,97	21,97	21,97	21,97	
				ПС 35 кВ Кумух	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,135	0	10; 0,4	0,114							
				ПС 35 кВ Вачи	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,168	0,005	0,4	0,016							
32	ПС 110 кВ Шамильское	2024 / зима	9,939	ПС 110 кВ Шамильское	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,187	0	10; 0,4	0,019	9,96	9,96	9,96	9,96	9,96	9,96	
33	ПС 110 кВ Ахты	2022 / зима	19,230	ПС 110 кВ Ахты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,075	0,0025	10; 0,4	0,007	19,324	19,324	19,324	19,324	19,324	19,324	
				ПС 35 кВ Заря	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,325	0	10; 0,4	0,033							
				ПС 35 кВ Зрых	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,142	0	10; 0,4	0,014							
				ПС 35 кВ Рутул	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,09	0	10; 0,4	0,009							
				ПС 35 кВ Лучек	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,218	0	10; 0,4	0,022							
34	ПС 110 кВ Касумкент	2024 / зима	13,942	ПС 110 кВ Касумкент	ООО «АлиЯк»	30.05.2023	46964/2023/ДЭ/Д ЕРБРЭС	2025	0,8	0,2	10	0,3	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	14,73	
					ООО «Кпул-Ятар»	30.05.2023	47023/2023/ДЭ/К АСУРЭС	2025	1,12	0,08	10	0,208							
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,849	0	10; 0,4	0,085								
				ПС 35 кВ Набережная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,514	0	10; 0,4	0,051							
				ПС 35 кВ Кировская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,477	0	10; 0,4	0,048							
				ПС 35 кВ Сардаркент	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,173	0	10; 0,4	0,017							
35	ПС 110 кВ Мамедкала	2024 / лето	23,635	ПС 110 кВ Мамедкала	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,765	0	10; 0,4	0,077	23,794	23,794	23,794	23,794	23,794	23,794	
				ПС 35 кВ Ерси	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,124	0	10; 0,4	0,012							
				ПС 35 кВ Хучни	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,226	0	10; 0,4	0,023							
				ПС 35 кВ Джимикент	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,089	0	10; 0,4	0,009							
				ПС 35 кВ Капкаякент	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,209	0,02	10; 0,4	0,019							
				ПС 35 кВ Утамыш-Новая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,035	0	10; 0,4	0,004							
36	ПС 110 кВ Огни	2023 / зима	16,950	ПС 110 кВ Огни	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,505	0	6; 0,4	0,051	17,006	17,006	17,006	17,006	17,006	17,006	
37	ПС 110 кВ Кизляр-1	2024 / лето	34,659	ПС 110 кВ Кизляр-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,459	0,502	10; 0,4	0,196	34,927	34,927	34,927	34,927	34,927	34,927	
				ПС 35 кВ Михеевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,07	0	0,4	0,007							
				ПС 35 кВ Хуцеевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,195	0	10; 0,4	0,02							
				ПС 35 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,188	0	10; 0,4	0,019							
38	ПС 110 кВ Кизляр-2	2020 / зима	21,801	ПС 110 кВ Кизляр-2	Муниципальное казенное учреждение «Управление капитального строительства» городского округа «Город Кизляр»	05.05.2022	39482/2022/ДЭ/КИЗЛГ ЭС	2025	0,702	0	10	0,491	22,584	22,584	22,584	22,584	22,584	22,584	
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,941	0	10; 0,4	0,194							
					ПС 35 кВ Серебряковка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,105	0	10; 0,4							0,011
					ПС 35 кВ Б. Аршеевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,04	0	0,4							0,004
					ПС 35 кВ Брянск	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,045	0	0,4							0,005

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / зима	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
39	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	2020 / зима	11,292	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
				ПС 35 кВ Ч.-Буруны	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Карагас	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,4	0,002						
40	ПС 110 кВ Бабаюрт	2024 / лето	22,685	ПС 110 кВ Бабаюрт	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,411	0,021	10; 0,4	0,039	22,836	22,836	22,836	22,836	22,836	22,836
				ПС 35 кВ Туршунай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,395	0	10; 0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Караузек	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,078	0	10; 0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Свердлова	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,01	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Хамаматырт	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,299	0	10; 0,4	0,03						
				ПС 35 кВ Чагаротар	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	10; 0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Янгильбай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,149	0	10; 0,4	0,015						
41	ПС 110 кВ Дылым	2022 / зима	23,038	ПС 110 кВ Дылым	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,405	0	10; 0,4	0,141	23,519	23,519	23,519	23,519	23,519	23,519
				ПС 35 кВ Новокули	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,107	0	10; 0,4	0,111						
				ПС 35 кВ Ленинаул	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,096	0	10; 0,4	0,110						
				ПС 35 кВ Андрейаул	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,537	0	10; 0,4	0,054						
				ПС 35 кВ Гертма	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,183	0	10; 0,4	0,018						
42	ПС 110 кВ ЗФС	2024 / лето	49,470	ПС 110 кВ ЗФС	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	04.07.2022	942/2020/ДЭ/КИЗИРЭС	2023	3,2	1	6	1,54	51,411	51,411	51,411	51,411	51,411	51,411
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,451	0	6; 0,4	0,145						
					ПС 35 кВ Нечаевка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,672	50	10; 0,4						
43	ПС 110 кВ Кизилортговская	2021 / зима	13,790	ПС 110 кВ Кизилортговская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,058	0	10; 0,4	0,006	13,796	13,796	13,796	13,796	13,796	13,796
44	ПС 110 кВ Буйнакск-1	2021 / зима	57,190	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,214	7	6; 0,4	0,221	57,661	57,661	57,661	57,661	57,661	57,661
				ПС 35 кВ Казанище	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,178	0	10; 0,4	0,118						
				ПС 35 кВ Дженгутай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,34	0	10; 0,4	0,034						
				ПС 35 кВ Параул	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,025	0	0,4	0,03						
				ПС 35 кВ ГКЗ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,487	0	10; 0,4	0,049						
				ПС 35 кВ Зуберха	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,002	0	0,4	0,0002						
45	ПС 110 кВ Изберг-Северная	2024 / лето	27,984	ПС 110 кВ Изберг-Северная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,307	0	10; 0,4	0,131	28,266	28,266	28,266	28,266	28,266	28,266
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,295	85	10; 0,4	0,121						
				ПС 35 кВ Утамыш-Старая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,019	0	0,4	0,002						
46	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2024 / зима	15,999	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,1	0	6; 0,4	0,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
47	ПС 110 кВ ЦПП	2024 / лето	44,129	ПС 110 кВ ЦПП	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,936	0	6; 0,4	0,194	44,344	44,344	44,344	44,344	44,344	44,344
48	ПС 110 кВ Куруш	2023 / зима	7,350	ПС 110 кВ Куруш	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,229	0	10; 0,4	0,023	7,375	7,375	7,375	7,375	7,375	7,375
49	ПС 110 кВ Геджух	2023 / зима	3,56	ПС 110 кВ Геджух	ООО «АЛВИСА»	21.09.2021	9309/2021/ДЭ/ДЕРБЭС	2025	2	0	10	1,4	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0	0,0005						
50	ПС 110 кВ Дербент-Западная	2023 / зима	16,178	ПС 110 кВ Дербент-Западная	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «Город Дербент»	29.06.2020	16688/2019/ДГ/ДЕРБЭС	2025	2	1	6	0,7	19,16	19,16	19,16	19,16	19,16	19,16
					МКУ «Управление капитального строительства городского округа «Город Дербент»	28.12.2020	27126/2020/ДГ/ДЕРБЭС	2025	2,83	0	6	1,981						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,813	0,015	10; 0,4	0,28						



Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ, на которых были введены ГВО в 2023 году

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка в зимний период 2023 года					Фактическая нагрузка в летний период 2023 года					Фактическая нагрузка в день иного зимнего контрольного замера 2024 г., МВА	Фактическая нагрузка в день иного летнего контрольного замера 2024 г., МВА	Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА	Дата	ТНВ, °С	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА			
1	ПС 110 кВ Акташ	110/35/10	T-1	111/36,2/10,4	25	08-12.02	-12	31	14,3	34,1	17.08	+38	26,6	12,4	29,3	23,958	16,601	0
			T-2	111/36,2/10,4	40	08-12.02	-12	20,5	9,4	22,6	17.08	+38	17,3	8,41	19,2	15,173	32,430	
2	ПС 110 кВ Ярыксу	110/35/10	T-1	114/37/10,4	25	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,8	14,4	33,9	22,959	22,756	0
			T-2	114/37/10,4	25	08-12.02	-12	29,2	13,4	32,1	17.08	+38	30,2	14,2	33,4	22,360	19,788	
			T-3	н/д	16	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	16,371	
3	ПС 110 кВ ГПП	110/6	T-1	110/6,3	31,5	11.01	-7	13	5,4	14,1	10.08	+37	23	9,2	24,8	18,559	20,404	0
			T-2	110/6,3	40	11.01	-7	21,3	8,5	22,9	10.08	+37	43	17,2	46,3	27,392	33,295	
4	ПС 110 кВ Компас	110/10	T-1	112/10,2	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	15,284	8,832	0
			T-2	112/10,2	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	18	7,2	19,4	16,659	27,381	
5	ПС 110 кВ Новая	110/35/6	T-1	115/35/6,2	40	11.01	-7	31	14,3	34,1	10.08	+37	44	17,6	47,4	23,958	42,150	0
			T-2	115/35/6,2	40	11.01	-7	20,5	9,4	22,6	10.08	+37	43	17,2	46,3	15,173	25,782	
6	ПС 110 кВ Приморская	110/10/6	T-1	н/д	16	11.01	-7	15,2	6,1	16,4	10.08	+37	12,5	5	13,5	12,365	12,444	0
			T-2	н/д	40	11.01	-7	15	6	16,2	10.08	+37	27	10,8	29,1	24,496	26,218	
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	T-1	н/д	16	11.01	-7	7,1	2,8	7,6	10.08	+37	12	4,8	12,9	10,730	9,347	0
			T-2	н/д	16	11.01	-7	7,6	3	8,2	10.08	+37	11,5	4,6	12,4	10,196	7,245	
8	ПС 110 кВ ЗТМ	110/6	T-1	н/д	25	11.01	-7	11,8	4,7	12,7	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	9,660	12,052	0
			T-2	н/д	63	11.01	-7	9,1	3,6	9,8	10.08	+37	18,5	7,4	19,9	13,528	15,060	
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	110/35/10	T-1	115/36,5/10,1	25	11.01	-7	25,2	10,1	27,1	10.08	+37	30	12	32,3	22,472	21,645	0
			T-2	115/36,5/10,1	25	11.01	-7	25,6	10,2	27,6	10.08	+37	30	12	32,3	15,876	16,446	
			T-1H	н/д	25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	24,955	
10	ПС 110 кВ Шамхал	110/35/10	T-1	115/36,5/10,1	25	11.01	-7	29,6	12,8	32,2	10.08	+37	21,8	9,2	23,7	26,274	24,518	0
			T-2	н/д	25	11.01	-7	18,9	7,6	20,4	10.08	+37	24,3	10,9	26,6	21,075	24,407	
11	ПС 110 кВ Гуниб	110/35/10	T-1	н/д	10	11.01	-20	13	5,2	14,0	10.08	+37	2	0,8	2,2	11,798	6,450	0
			T-2	н/д	10	11.01	-20	15	6	16,2	10.08	+37	4	1,6	4,3	0,000	0,000	
12	ПС 110 кВ Агабалаева	110/6	T-1	118,3/6,3	22	13.02	-4	16,7	5,1	17,5	10.08	+37	16,7	6,7	18,0	15,060	14,104	0
		110/6	T-2	118,3/6,3	16	13.02	-4	12,8	5,1	13,8	10.08	+37	12,7	5,1	13,7	9,336	9,201	

Таблица 21 – Перспективная нагрузка подстанций 110 кВ характеризующихся рисками ввода ГВО с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за 2023–2024 год		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА															
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.										
1	ПС 110 кВ Акташ	2023	56,7	ПС 110 кВ Акташ	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	12.10.2022	38275/2022/ДЭ/ХАСАГ ЭС	2025	1,28	0	10	0,896	57,444	57,444	57,444	57,444	57,444	57,444										
					МБУ «Отдел единого заказчика»	05.12.2023	35748/2021/ДЭ/ХАСАГ ЭС	2025	3,35	0	10	0,67																
					ООО «СЗ «Альреко»	20.12.2023	52368/2023/ДЭ/ХАСАГ ЭС	2025	1	0	10	0,4																
								ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,57							0	10; 0,4	0,457							
								ПС 35 кВ Консервный завод		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,375	0	10; 0,4	0,038						
								ПС 35 кВ Костек		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,809	0	10; 0,4	0,081						
								ПС 35 кВ Дагестан		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,597	0	10; 0,4	0,06						
								ПС 35 кВ Сивух		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,433	0	10; 0,4	0,043						
								ПС 35 кВ Дружба		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,113	0	0,4	0,011						
				ПС 35 Акбулатюрт		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,132	0	10; 0,4	0,013																
2	ПС 110 кВ Ярыксу	2023	67,4	ПС 110 кВ Ярыксу	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	04.07.2022	941/2020/ДЭ/ХАСАРЭС	2025	0,2	0,8	10	0,14	70,874	70,874	70,874	70,874	70,874	70,874										
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	6,335							0,015	10; 0,4	0,632							
				ПС 35 кВ Андрейаул	ООО «Республиканский экологический оператор»	09.02.2024	52221/2023/ДЭ/ХАСАРЭС	2025	3,2	0	10	2,24																
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,875							0	10; 0,4	0,088							
				ПС 35 Аксай		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,268	0	10; 0,4	0,027																
3	ПС 110 кВ ГПП	2023	71,1	ПС 110 кВ ГПП	ЖСК «Доминант»	н/д	19757/2019/ДГ/МАХАГ ЭС	2025	1,4	0,65	10	0,3	71,707	71,707	71,707	71,707	71,707	71,707										
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	2,466							0	6; 0,4	0,247							
4	ПС 110 кВ Компас	2023	38,8	ПС 110 кВ Компас	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	2,321	0	10; 0,4	0,232	39,058	39,058	39,058	39,058	39,058	39,058									
5	ПС 110 кВ Новая	2023	93,7	ПС 110 кВ Новая	ООО «Южный капитал»	29.12.2023	50077/2023/ДЭ/МАХАГЭС	2025	0,85	0	6	0,34	94,89	94,89	94,89	94,89	94,89	94,89										
					ООО «Гранит»	02.08.2017	341/2017	2025	1,003	0	6	0,401																
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	3,294							0	6; 0,4	0,329							
6	ПС 110 кВ Приморская	2023	42,5	ПС 110 кВ Приморская	Физ. лицо	13.03.2017	116/2017	2025	1	0	10	0,7	44,029	44,029	44,029	44,029	44,029	44,029										
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	6,758							0	10; 6; 0,4	0,676							
7	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2023	25,3	–	–				–	–	–	–	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3										
8	ПС 110 кВ ЗТМ	2023	39,9	ПС 110 кВ ЗТМ	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	1,397	0	0,4	0,14	40,055	40,055	40,055	40,055	40,055	40,055									
9	ПС 110 кВ Махачкала-110	2024/ лето	66,142	ПС 110 кВ Махачкала-110	Физ. лицо	16.01.2024	53639/2023/ДЭ/МАХАГЭС	2025	0,957	0	10	0,383	66,734	66,734	66,734	66,734	66,734	66,734										
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	0,93							0	0,4	0,093							
								ПС 35 кВ Тепличный комбинат		ТУ для ТП менее 670 кВт		2025							0,567	0	10; 0,4	0,058						
10	ПС 110 кВ Шамхал	2023	52,6	ПС 110 кВ Шамхал	ООО «Агро - Ас»	31.07.2015	245/2015	2025	1	0	10	0,9	53,878	53,878	53,878	53,878	53,878	53,878										
									ТУ для ТП менее 670 кВт		2025	2,499							0	35; 10; 0,4	0,25							
11	ПС 110 кВ Гуниб	2023	30,2	ПС 110 кВ Гуниб	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,582	0,007	10; 0,4	0,058	30,278	30,278	30,278	30,278	30,278	30,278									
				ПС 35 кВ Согратль	ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	0,125	0	10; 0,4	0,013															

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за 2023–2024 год		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
12	ПС 110 кВ Агабалаева	2023	31,7	ПС 110 кВ Агабалаева	МКУ «УКС» ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ГОРОД ДЕРБЕНТ»	07.09.2022	42335/2022/ДЭ/ДЕРБГЭС	2025	1	0	6	0,2	32,233	32,233	32,233	32,233	32,233	32,233
									ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	2,813	0,015						

Таблица 22 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Акуша	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2006	74	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Анцух	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2006	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	н/д	2022	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Ботлих	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-10000/110/35/10	2017	82	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	2012	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Гуниб	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2005	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-1Н	ТДН-10000/110-У1	2023	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2005	65	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Леваша	Т-1	ТДН-16000/110-У1	1979	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110-У1	2022	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Тлох	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2014	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2014	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Цудахар	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	2007	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2007	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Шамильское	Т-1	ТМН-6300/110/10	2007	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТМН-6300/110/10	2006	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
9	ПС 110 кВ Ахты	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1986	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1998	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Касумкент	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1981	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТ-6300/110/35/10	1966	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Мамедкала	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1973	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Огни	Т-1	ТДН-16000/110-У1	2023	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-10000/110/6	2010	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
13	ПС 110 кВ Кизляр-1	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	77	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1998	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
14	ПС 110 кВ Кизляр-2	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2006	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110-70 У1	1980	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	Т-1	ТМТН-6300/110/35/10	1974	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	2004	71	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Акташ	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2012	76	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2024	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
17	ПС 110 кВ Бабаюрт	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1998	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1979	70	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Дылым	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1991	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1987	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ ЗФС	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	1989	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	2021	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
20	ПС 110 кВ Кизилюртовская	Т-1	ТМТН-6300/110	2020	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1989	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Ярыкеу	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2006	71	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2011	65	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
		Т-3	ТДЦП-16000/110/10/6	н/д	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
22	ПС 110 кВ Буйнакск-1	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	2008	61	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	2008	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ ГПП	Т-1	ТДТН-31500/110	1971	64	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/6	2014	82	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Изберг-Северная	Т-1	ТДТН-16000/110-76 У1	1979	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1979	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Компас	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	1982	56	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	1982	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Новая	Т-1	ТДТН-40000/110-67 У1	1977	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	1978	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Очистные сооружения	Т-1	ТДН-10000/110/6	1980	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН 25000/110/6/6	1989	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	ТДН-16000/110/6	2008	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-40000/110/10	2023	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
29	ПС 110 кВ ЦПП	Т-1	ТДТН-25000/110-10/6	1983	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110-10/6	1983	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Юго-Восточная	Т-1	ТДН-16000/110/6	2023	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1989	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ ЗТМ	Т-1	ТРДН-25000/110/6	2004	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-63000/110/6	2011	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
32	ПС 110 кВ Махачкала-110	Т-1Н	ТДТН-25000/110/35/10	2023	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1988	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2008	69	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Шамхал	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2011	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2023	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
34	ПС 110 кВ Куруш	Т-1	ТМТГ-5600/110	2002	58	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМТН-6300/110-81У1	2014	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
35	ПС 110 кВ Геджух	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1997	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТМН-2500/110/10	1982	85	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
36	ПС 110 кВ Агабалаева	Т-1	ТДНГ-20000/110/6	1972	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1974	н/д	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
37	ПС 110 кВ Дербент-Западная	Т-1	ТДН-16000/110-У	2024	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН 25000/110/10/6	2023	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

### ПС 110 кВ Акуша.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 19,493 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 56 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{ддн}$  и составляет 97 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-5,4$  °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,247 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,027 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 19,493 + 0,027 + 0 - 0 = 19,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Акуша, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 56 % (без ТП превышение до 56 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Акуша, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 98 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акуша ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Акуша расчетный объем ГАО составит 7,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 19,52 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### ПС 110 кВ Анцух.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 30,066 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{дн}$  на величину до 50 % (141 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Анцух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,555 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,062 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 30,066 + 0,062 + 0 - 0 = 30,128 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{дн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Анцух, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 51 % (141 %) (без ТП превышение до 50 % (141 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Анцух ниже уровня  $S_{дн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Анцух расчетный объем ГАО составит 17,628 (10,128) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,128 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ботлих.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 24,597 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{дн}$  на величину до 120 % (23 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +4,9 °С и нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,116 (1,25).

В 2023 году для снижения рисков ввода ГВО на ПС 110 кВ Ботлих произведена установка трансформатора Т-3 мощностью 10 МВА, по временной схеме. Трансформатор Т-3 присоединен к РУ 110 кВ через один выключатель 110 кВ совместно с Т-1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ботлих планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,203 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,023 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,597 + 0,023 + 0 - 0 = 24,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ботлих, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 121 % (23 %) (без ТП превышение до 120 % (23 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ботлих ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ботлих расчетный объем ГАО составит 13,463 (4,62) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на два трансформатора мощностью не менее 24,62 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Леваши.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 22,025 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 10 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,4 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,025 + 0,001 + 0 - 0 = 22,026 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Леваши, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 10 % (без ТП превышение до 10 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Леваши ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Леваши расчетный объем ГАО составит 2,026 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,026 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Тлох.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 19,007 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 52 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,4 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Тлох планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,067 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,007 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,007 + 0,007 + 0 - 0 = 19,014 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента



допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Тлох, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 52 % (без ТП превышение до 52 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тлох ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тлох расчетный объем ГАО составит 6,514 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,014 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Цудахар.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,801 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 74 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Цудахар планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,515 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,168 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,801 + 0,168 + 0 - 0 = 21,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Цудахар, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 76 % (без ТП превышение до 74 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Цудахар ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Цудахар расчетный объем ГАО составит 9,47 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,96 МВА с

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

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Шамильское.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 9,939 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 26 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,4 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамильское планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,187 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,021 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,939 + 0,021 + 0 - 0 = 9,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шамильское, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 26 % (без ТП превышение до 26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамильское ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шамильское расчетный объем ГАО составит 2,085 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### ПС 110 кВ Ахты.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 19,23 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 54 % (71 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ахты планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,848 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,094 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,23 + 0,094 + 0 - 0 = 19,324 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ахты, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 55 % (72 %) (без ТП превышение до 54 % (71 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ахты ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Ахты расчетный объем ГАО составит 8,111 (6,824) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,324 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### ПС 110 кВ Касумкент.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 13,942 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 92 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -0,5 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,153.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Касумкент планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,653 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,788 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,942 + 0,788 + 0 - 0 = 14,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Касумкент, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 103 % (без ТП превышение до 92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Касумкент ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Касумкент расчетный объем ГАО составит 7,47 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Мамедкала.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 23,635 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 80 % (358 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +42 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,82.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Мамедкала планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,428 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,159 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,635 + 0,159 + 0 - 0 = 23,794 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Мамедкала, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 81 % (361 %) (без ТП превышение до 80 % (358 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамедкала ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Мамедкала расчетный объем ГАО составит 10,674 (18,628) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,794 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Огни.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,95 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 36 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает величину  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,505 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,056 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,95 + 0,056 + 0 - 0 = 17,006 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Огни, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 36 % (без ТП превышение до 36 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Огни, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает  $S_{длн}$  и составляет 85 % от  $S_{длн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Огни ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Огни расчетный объем ГАО составит 4,506 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 17,006 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Кизляр-1.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 34,659 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{длн}$  на величину до 96 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,108.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,411 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,268 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 34,659 + 0,268 + 0 - 0 = 34,927 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кизляр-1, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 97 % (без ТП превышение до 96 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-1 ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кизляр-1 расчетный объем ГАО составит 17,199 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,927 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кизляр-2.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 21,801 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 97 % (9 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизляр-2 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,833 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,783 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,801 + 0,783 + 0 - 0 = 22,584 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Кизляр-2, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 104 % (13 %) (без ТП превышение до 97 % (9 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-2 ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Кизляр-2 расчетный объем ГАО составит 11,518 (2,584) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,584 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,292 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 62 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 90 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,008 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,292 + 0,008 + 0 - 0 = 11,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Терекли-Мектеб, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 62 % (без ТП превышение до 62 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Терекли-Мектеб, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 90 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Терекли-Мектеб ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб расчетный объем ГАО составит 4,326 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 11,3 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА трансформатор мощностью 16 МВА.



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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Бабаюрт.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 22,685 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{длн}$  на величину до 162 % (27 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35 °С и при режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,115 (0,865).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Бабаюрт планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,357 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,151 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 22,685 + 0,151 + 0 - 0 = 22,836 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{длн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Бабаюрт, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 164 % (28 %) (без ТП превышение до 162 % (27 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бабаюрт ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Бабаюрт расчетный объем ГАО составит 14,186 (4,996) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,836 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дылым.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила

23,038 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 101 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,3 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,148.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дылым планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,328 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,481 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,038 + 0,481 + 0 - 0 = 23,519 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дылым, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 105 % (без ТП превышение до 101 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дылым ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дылым расчетный объем ГАО составит 12,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,519 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ ЗФС.

Согласно данным таблицам 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2024 года и составила 49,470 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 12 % (44 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +36 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,856, трансформатора Т-2 – 1,108.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗФС планируется подключение энергопринимающих

устройств суммарной максимальной мощностью 4,323 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,941 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,470 + 1,941 + 0 - 0 = 51,411 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ ЗФС, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 15 % (50 %) (без ТП превышение до 12 % (44 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗФС ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ЗФС расчетный объем ГАО составит 7,091 (17,171) 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(й), – ПАО «Россети Северный Кавказ».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Кизилюртовская.

Согласно данным в таблицах 18, 22, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,79 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 27 % (102 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Кизилюртовская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,058 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,006 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,79 + 0,006 + 0 - 0 = 13,796 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Кизилюртовская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 27 % (102 %) (без ТП превышение до 27 % (102 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизилюртовская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Кизилюртовская расчетный объем ГАО составит 2,934 (6,953) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,796 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Буйнакск-1.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 57,19 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 83 % (110 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Буйнакск-1 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,239 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,471 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 57,19 + 0,471 + 0 - 0 = 57,661 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Буйнакск-1, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 85 % (112 %) (без ТП превышение до 83 % (110 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Буйнакск-1 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Буйнакск-1 расчетный объем ГАО составит 26,411 (30,451) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой

существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА, а также установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 27,984 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 104 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,856.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Изберг-Северная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,621 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,282 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,984 + 0,282 + 0 - 0 = 28,266 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Изберг-Северная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 106 % (без ТП превышение до 104 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Изберг-Северная ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изберг-Северная расчетный объем ГАО составит 14,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,266 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (24.01.2024) и составила 15,999 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 39 %. В ПАР отключения

трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{ддн}$  и составляет 56 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-0,3^{\circ}\text{C}$  и нормальном режиме нагрузки составляет 1,152.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Очистные сооружения планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,011 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 15,999 + 0,011 + 0 - 0 = 16,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 39 % (без ТП превышение до 39 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 56 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 4,495 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 16,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ЦПП.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) и составила 44,129 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{ддн}$  на величину до 106 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $+36^{\circ}\text{C}$  и нормальном режиме нагрузки составляет 0,856.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЦПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,936 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,215 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,129 + 0,215 + 0 - 0 = 44,344 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ЦПП, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 107 % (без ТП превышение до 106 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЦПП ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ЦПП расчетный объем ГАО составит 22,944 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 44,344 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Куруш.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,35 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 18 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{\text{длн}}$  и составляет 93 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +4,9 °С и нормальном режиме нагрузки (режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,116 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Куруш планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,229 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,025 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,35 + 0,025 + 0 - 0 = 7,375 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Куруш, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 18 % (без ТП превышение до 18 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Куруш, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 94 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Куруш ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Куруш расчетный объем ГАО составит 1,127 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 7,375 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 5,6 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Геджух.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,56 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 36 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает величину  $S_{\text{длн}}$  и составляет 28 % от  $S_{\text{длн}}$ .

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.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +6,6 °С составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Геджух планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,005 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,556 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,56 + 1,556 + 0 - 0 = 5,116 \text{ МВА.}$$



Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Геджух, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 95 % (без ТП превышение до 36 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Геджух, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 41 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Геджух ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Геджух расчетный объем ГАО составит 2,491 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 5,116 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дербент-Западная.

Согласно данным в таблицах 18, 22 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 16,178 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает величину  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 52 % (81 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

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.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Дербент-Западная планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,628 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,982 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,178 + 2,982 + 0 - 0 = 19,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Дербент-Западная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), и составляет 61 % (96 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Северный Кавказ».

#### ПС 110 кВ Агабалаева.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 31,7 МВА (Т-1 – 18 МВА, Т-2 – 13,7 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 97 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 101 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 5,2 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 70 % (134 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Агабалаева планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,798 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,533 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,7 + 0,533 + 0 - 0 = 32,233 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Агабалаева, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 73 % (137 %) (без ТП превышение до 70 % (134 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Агабалаева ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Агабалаева расчетный объем ГАО составит 23,763 МВА, при отключении Т-2 – 13,599 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,233 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 22 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Акташ.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 56,71 МВА (Т-1 – 34,145 МВА, Т-2 – 22,565 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 109 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 2,895 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 45 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 81 % (13 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Акташ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,659 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,958 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 56,71 + 2,958 + 0 - 0 = 59,668 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Акташ, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 91 % (19 %) (без ТП превышение до 81 % (13 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Акташ ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Акташ расчетный объем ГАО составит 28,417 (9,667) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ярыксу.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 67,297 МВА (Т-1 – 33,942 МВА, Т-2 – 33,355 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 124 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 6,592 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 159 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 12,405 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 221 % (146 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +38 °С и

режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,094 (0,838).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В 2023 году для снижения рисков ввода ГВО на ПС 110 кВ Ярыксу произведена установка трансформатора Т-3 мощностью 16 МВА (ММПС) по временной схеме. Т-3 присоединен к РУ 110 кВ через один выключатель 110 кВ совместно с Т-1 и работает выделено на 3 СШ-10 кВ, не имеющей связей с другими СШ-10 кВ.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Ярыксу планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,878 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 3,474 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 67,297 + 3,474 + 0 - 0 = 70,771 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ярыксу, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 237 % (158 %) (без ТП превышение до 221 % (146 %)).

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Ярыксу с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 63 МВА, а также установкой третьего трансформатора мощностью 63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ ГПП.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 71,084 МВА (Т-1 – 24,772 МВА, Т-2 – 46,312 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 93 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО. Нагрузка Т-2 составляла 105 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 2,272 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 166 % (61 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,216 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,607 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 71,084 + 0,607 + 0 - 0 = 71,691 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ГПП, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 169 % (63 %) (без ТП превышение до 166 % (61 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГПП ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ГПП расчетный объем ГАО составит 27,762 (45,011) МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Компас.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 38,773 МВА (Т-1 – 19,387 МВА, Т-2 – 19,387 МВА).

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 14 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Компас планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,321 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,258 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,773 + 0,258 + 0 - 0 = 39,031 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Компас, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 15 % (без ТП превышение до 14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Компас ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Компас расчетный объем ГАО составит 5,151 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,031 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Новая.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 93,702 МВА (Т-1 – 47,389 МВА, Т-2 – 46,312 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 140 (137) % от  $S_{\text{длн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 13,509 МВА и 12,432 МВА.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 177 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Новая планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,147 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,19 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 93,702 + 1,19 + 0 - 0 = 94,892 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2)

ПС 110 кВ Новая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 180 % (без ТП превышение до 177 %).

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 61,011 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА и строительство новой ПС 110 кВ Новая-2 (наименование приведено условно) с установкой одного трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2, а так же выполнить перевод части нагрузки с существующей ПС 110 кВ Новая на вновь сооружаемую ПС 110 кВ Новая-2 по сетям 6, 35 кВ и обеспечить резервирование нагрузки по сети 6 кВ между двумя подстанциями в послеаварийных схемах, связанных с отключением одного из трансформаторов.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ Приморская.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка за 2023 года составила 42,543 МВА (Т-1 – 13,463 МВА, Т-2 – 29,080 МВА).

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

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

В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 14 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{\text{дн}}$  и составляет 81 % от  $S_{\text{дн}}$ .

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Приморская планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,758 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,529 МВА).

Перспективная нагрузка трансформатора Т-1 в случае отключения трансформатора Т-2, при условии присоединения нагрузки по ТУ для ТП до 670 кВт в объеме 0,676 МВт (0,751 МВА) на шины 6 кВ трансформатора Т-1, может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,463 + 6,615 + 0,751 = 20,829 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Приморская, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 18 % (без ТП превышение до 14 %).

Возможность снижения загрузки Т-1 ПС 110 кВ Приморская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 26,456 МВА.

Перспективная нагрузка трансформатора Т-2 в случае отключения трансформатора Т-1, при условии присоединения нагрузки по ТУ для ТП до 670 кВт в объеме 0,676 МВт (0,751 МВА) на шины 10 кВ трансформатора Т-2 (так же в соответствии с данными ТСО, приведенными в таблице 21, потребитель мощностью 0,778 МВА присоединяется на шины 10 кВ трансформатора Т-2), может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,080 + 6,615 + 0,751 + 0,778 = 37,224 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Приморская, оставшегося в работе после отключения Т-1, и составляет 85 % от  $S_{\text{ддн}}$ . При этом из-за ограничения по  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора связи, объем ГАО составит 6,848 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,543 + 1,529 + 0 - 0 = 44,072 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы с расщепленной обмоткой НН мощностью по стороне высокого напряжения не менее 44,072 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,463 + 0,751 = 14,214 \text{ МВА,}$$

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,1 + 0,751 + 0,778 = 30,629 \text{ МВА.}$$

Таким образом, с учетом демонтажа Т-3 10/6 кВ мощность расщепленной обмотки НН устанавливаемых трансформаторов должна быть не менее 30,629 МВА.

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



С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 40 МВА на трансформаторы номинальным напряжением 110/10/6 кВ с расщепленной обмоткой НН мощностью 2×63 МВА и демонтажем трансформатора связи Т-3 10/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 25,310 МВА (Т-1 – 12,924 МВА, Т-2 – 12,386 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 (Т-2) составляла 73 (91) % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 44 % (87 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Юго-Восточная отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,31 + 0 + 0 - 0 = 25,31 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Юго-Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 44 % (87 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует.

В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 11,758 (7,694) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,31 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 40 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Итоговые технические решения могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

#### ПС 110 кВ ЗТМ.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 39,85 МВА (Т-1 – 19,925 МВА, Т-2 – 19,925 МВА).

В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 45 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает величину  $S_{\text{длн}}$  и составляет 57 % от  $S_{\text{длн}}$ .

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ ЗТМ планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,397 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,155 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ЗТМ, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 45 % (без ТП превышение до 45 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ ЗТМ, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 58 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЗТМ ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ЗТМ расчетный объем ГАО составит 12,48 МВА.

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

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

Итоговые технические решения могут быть уточнены в рамках выполнения предпроектного обследования при разработке проектно-сметной документации.

### ПС 110 кВ Махачкала-110.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка выявлена в иной замер 2024 года (12.07.2024) составила 66,142 МВА (Т-1 – 21,645 МВА, Т-2 – 16,446 МВА, Т-1Н – 28,051 МВА). В ПАР отключения Т-1: нагрузка Т-2 превышает  $S_{ддн(Т-2)}$  на величину до 55 %, нагрузка Т-3 превышает  $S_{ддн(Т-3)}$  на величину до 19 %. В ПАР отключения Т-2: нагрузка Т-1 превышает  $S_{ддн(Т-1)}$  на величину до 55 %, нагрузка Т-3 превышает  $S_{ддн(Т-3)}$  на величину до 19 %. В ПАР отключения Т-3: нагрузка Т-1 превышает  $S_{ддн(Т-1)}$  на величину до 55 %, нагрузка Т-2 превышает  $S_{ддн(Т-2)}$  на величину до 55 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2 при ТНВ +36 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,856, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1Н – 1,108.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Махачкала-110 планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,454 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,592 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 66,142 + 0,592 + 0 - 0 = 66,734 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-3) ПС 110 кВ Махачкала-110, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 56 % (20 %) (без ТП превышение до 55 % (19 %)). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 (Т-3) ПС 110 кВ Махачкала-110, оставшегося в работе после отключения Т-2, превышает  $S_{ддн}$  на величину до 56 % (20 %) (без ТП превышение до 55 % (19 %)). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Махачкала-110, оставшегося в работе после отключения Т-3, превышает  $S_{ддн}$  на величину до 56 % (56 %) (без ТП превышение до 55 % (55 %)).

В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Махачкала-110 расчетный объем ГАО может составить от 5,963 до 12,263 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА, а также установкой трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

### ПС 110 кВ Шамхал.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 52,617 МВА (Т-1 – 32,261 МВА, Т-2 – 20,356 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 103 % от  $S_{\text{длн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1,011 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 65 % от  $S_{\text{длн}}$ , что не приводит к необходимости ввода ГАО.

В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 68 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-7^{\circ}\text{C}$  и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шамхал планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,499 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,278 МВА).

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 52,617 + 1,278 + 0 - 21 = 32,895 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 21 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шамхал, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 5 % (без ТП превышение до 1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шамхал ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шамхал расчетный объем ГАО составит 1,645 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,895 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гуниб.

Согласно данным в таблицах 20, 22 фактическая максимальная нагрузка в 2023 году составила 30,157 МВА (Т-1 – 14,001 МВА, Т-2 – 16,155 МВА).

В нормальной схеме нагрузка Т-1 составляла 112 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 1,501 МВА. Нагрузка Т-2 составляла 135 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что приводит к необходимости ввода ГАО в объеме 4,155 МВА.

В ПАР при отключении трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 141 % (151 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ -20 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ -20 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В 2024 году для снижения рисков ввода ГВО на ПС 110 кВ Гуниб произведена установка трансформатора Т-1Н мощностью 10 МВА, по временной схеме. Трансформатор Т-1Н присоединен к РУ 110 кВ через один выключатель 110 кВ совместно с Т-1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Гуниб планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,078 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,157 + 0,078 + 0 - 0 = 30,235 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гуниб, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 142 % (152 %) (без ТП превышение до 141 % (151 %)).

Для предотвращения ввода ГАО в нормальном режиме работы и в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Гуниб с заменой существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью 25 МВА, а также установкой третьего трансформатора мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

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

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

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

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

#### Комплексные технические решения по усилению электрической сети.

Перечень мероприятий в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 [4] (в случае включения мероприятий в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан), приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Мероприятия в соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятий в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	2×40 МВА	2028	ПАО «Россети Северный Кавказ»
2	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	2×40 МВА	2027	ПАО «Россети Северный Кавказ»

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы**

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

В таблице 24 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Дагестан, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 24 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	ПС 110 кВ Сабнова	МКУ «УКС» городского округа «Город Дербент»	0,0	25,0	110	2025	ПС 330 кВ Дербент ПС 110 кВ Агабалаева



### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан на период 2025–2030 годов представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9358	9367	9553	9772	10005	10280	10519
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	9	186	219	233	275	239
Годовой темп прироста, %	–	0,10	1,99	2,29	2,38	2,75	2,32

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан прогнозируется на уровне 10519 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2029 году и составит 275 млн кВт·ч или 2,75 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 9 млн кВт·ч или 0,10 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 24.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

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

- тенденциями социально-экономического развития региона;
- ростом потребления населением.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1615	1681	1720	1759	1800	1844	1891
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	66	39	39	41	44	47
Годовой темп прироста, %	–	4,09	2,32	2,27	2,33	2,44	2,55
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5794	5572	5554	5555	5558	5575	5563

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2030 году прогнозируется на уровне 1891 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,92 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 66 МВт или 4,09 %; наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 39 МВт или 2,27 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется к 2030 году на уровне 5563 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

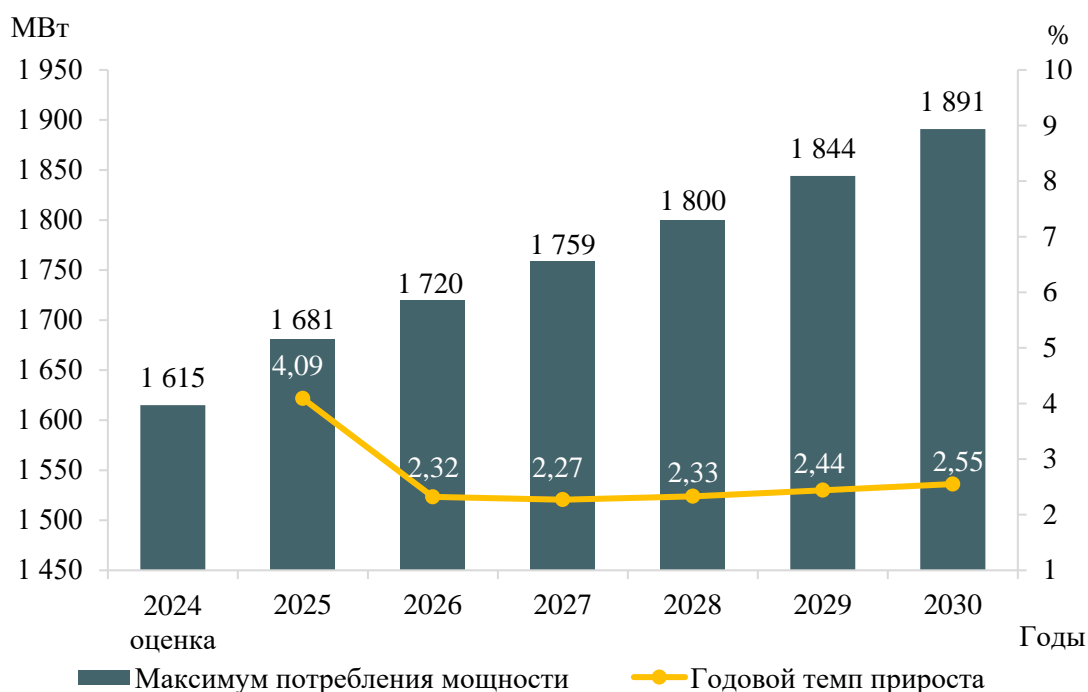


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 519,3 МВт, в том числе: на ГЭС – 49,8 МВт, на ВЭС, СЭС – 469,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Дагестан в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	315,0	154,5	–	–	49,8	–	519,3
ГЭС	–	–	–	–	–	49,8	–	49,8
ВЭС	–	155,1	154,5	–	–	–	–	309,5
СЭС	–	159,9	–	–	–	–	–	159,9

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

В энергосистеме Республики Дагестан в период 2025–2030 годов предполагается ввод в эксплуатацию генерирующих объектов установленной мощностью 49,8 МВт на малых ГЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2025–2030 годов планируется в объеме 108 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2030 году составит 2547,4 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Дагестан по сравнению с отчетным годом доля ГЭС снизится с 98,23 % в 2023 году до 80,24 % в 2030 году, доля ТЭС снизится с 0,94 % до 0,71 %. Доля СЭС возрастет с 0,83 % в 2023 году до 6,91 % в 2030 году, доля ВЭС к 2030 году составит 12,15 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена в таблице 28. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан представлена на рисунке 7.

Таблица 28 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1920,1	2260,1	2439,6	2464,6	2468,6	2547,4	2547,4
ГЭС	1886,1	1911,1	1936,1	1961,1	1965,1	2043,9	2043,9
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВЭС	–	155,1	309,5	309,5	309,5	309,5	309,5
СЭС	16,0	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9

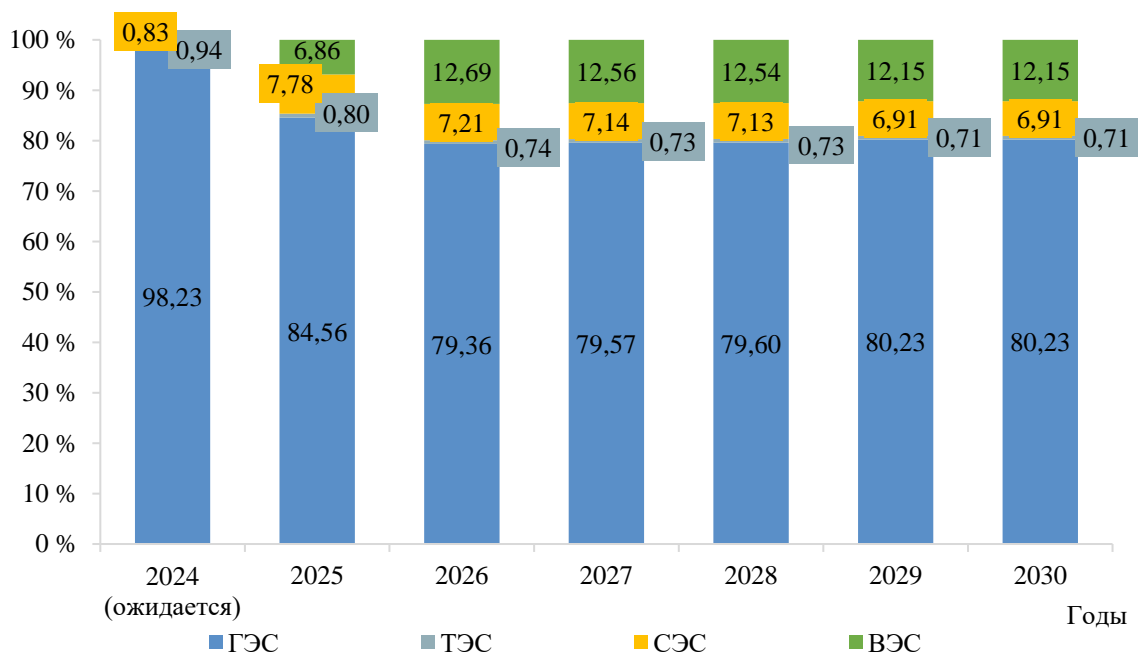


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Дагестан

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 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 29.

Таблица 29 – 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	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	–	1,1	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 3,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	3,5	–	–	–	–	–	–	3,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	37,4	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	26,78	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4 Мвар каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4	–	–	–	–	–	–	8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
15	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×34	–	–	–	–	–	–	34	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная ориентировочной протяженностью 0,75 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	35	км	2×0,75	–	–	–	–	–	–	1,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений



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

В таблице 30 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 30 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 110 кВ Сабнова с двумя трансформаторами 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»	–	25
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева (ВЛ-110-123) до ПС 110 кВ Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,5	–	–	–	–	–	–	–	1,5				
3	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1,5	–	–	–	–	–	–	–	1,5				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 37,5 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,5	–	–	–	–	–	–	–	37,5				
5	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент-тяговая с отпайкой на ПС Изберг-Южная (ВЛ-110-143) с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 27,25 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	27,25	–	–	–	–	–	–	–	27,25				
7	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
8	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 потребителей ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	ГКУ Республики Дагестан «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	–	7,452
9	Строительство двух ВЛ 110 кВ Махачкала – Чистое море ориентировочной протяженностью 12 км каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×12	–	–	–	–	–	–	–	24				
10	Строительство ПС 110 кВ НС-Акташ с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×2,5	–	–	–	–	–	–	–	2,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	0,8	1,2
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ярыксу – Кизилюртовская (Л-176) до ПС 110 кВ НС-Акташ ориентировочной протяженностью 0,6 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	0,6	–	–	–	–	–	–	–	0,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
12	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2
13	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	МКУ «Управление капитального строительства» городского округа «город Дербент»	–	2,83
14	Строительство РУ 110 кВ Чолпан СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×62,9	–	–	–	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Чолпан СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) до РУ 110 кВ Чолпан СЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	1×0,2	–	–	–	–	–	–	–	0,2				
16	Строительство РУ-1 110 кВ Новолакской ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	АО «ВетроОГК-3»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение выдачи мощности Новолакской ВЭС	АО «ВетроОГК-3»	–	300
17	Строительство ВЛ 110 кВ Новолакская ВЭС – Артём I цепь и ВЛ 110 кВ Новолакская ВЭС – Артём II цепь ориентировочной протяженностью двухцепного участка 24,5 км и двух одноцепных участков 2,3 км и 3,4 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	2×24,5 1×2,3 1×3,4	–	–	–	–	–	–	54,7				
18	Строительство РУ-2 110 кВ Новолакской ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью по 80 МВА каждый	АО «ВетроОГК-3»	110	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	–	160				
19	Строительство ВЛ 110 кВ РУ-1 Новолакской ВЭС – РУ-2 Новолакской ВЭС	АО «ВетроОГК-3»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	–	х				
20	Строительство РУ 110 кВ Зодиак СЭС с установкой двух трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый	ООО «Новая Энергия»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение выдачи мощности Зодиак СЭС	ООО «Новая Энергия»	–	99,927
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) до РУ 110 кВ Зодиак СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1×0,1	–	–	–	–	–	–	0,1				
22	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) до РУ 110 кВ Зодиак СЭС ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1×0,1	–	–	–	–	–	–	0,1				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
23	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	–	40	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения физического лица	Физическое лицо	–	0,958
24	Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ачи-су Отель Резорт»	ООО «Ачи-су Отель Резорт»	–	1,5

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)
2	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с заменой 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	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
9	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
14	Реконструкция ПС 110 кВ Огни 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
15	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
16	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
17	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
18	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
20	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
21	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС 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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
22	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
27	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
28	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
29	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
30	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
31	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
32	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
33	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
34	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
35	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
36	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
37	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
38	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
39	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
40	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения физического лица

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
41	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
42	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
43	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
44	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
45	Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
46	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
47	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
48	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 63 МВА каждый	ООО «Каспийэнергосервис»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [5], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [6], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 33 – 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	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство РУ 110 кВ Могохской ГЭС с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	–	–	2×32	–	64	Могохская ГЭС	ПАО «РусГидро»	49,8
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) на РУ 110 кВ Могохской ГЭС ориентировочной протяженностью 0,7 км каждый	110	км	–	–	–	–	–	2×0,7	–	1,4			

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [7].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [7], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [8]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2023 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [9], п. 381, (таблица 34).

Таблица 34 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.04.2024	109,1	108,4



## **5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар**

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [10].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2045 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 35 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с увеличением пропускной способности	110	1×1×21,5	АС-150	–	–	–	–	–	50,48
Замена провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) на ПС 110 кВ Цудахар с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,05	АС-150	–	–	–	–	–	4,17
Замена провода шин 110 кВ ПС 110 кВ Цудахар с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,2	АС-150	–	–	–	–	–	
Итого по варианту №1									54,65
Вариант № 2									
Строительство ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар 2 цепь ориентировочной протяженностью 21,5 км	110	1×1×21,5	АС-95	–	–	–	–	–	556,82
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Гергебиль на одну линейную ячейку	–	–	–	110/35/10	–	–	110-9/1 $I_{дл} = 630 \text{ А}$	–	72,91
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Цудахар на одну линейную ячейку	–	–	–	110/35/10	–	–	110-5АН/1 $I_{дл} = 630 \text{ А}$	–	72,91
Итого по варианту №2									702,64

Таблица 36 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	54,65	702,64
<i>То же в %</i>	100 %	1286 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	13,00	235,04
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	61,03	756,80
<i>То же в %</i>	100 %	1240 %

Таблица 37 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	54,65	54,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
ВЛ	50,48	50,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	4,17	4,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	13,00	0,00	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
в том числе:																						
ВЛ	8,08	0,00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	4,92	0,00	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	67,65	54,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	61,03	54,65	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44	0,41	0,38	0,35	0,33	0,30	0,28	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14

Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	21
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	702,64	234,21	234,21	234,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
ВЛ	556,82	185,61	185,61	185,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	145,82	48,61	48,61	48,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	235,04	0,00	0,00	0,00	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06
в том числе:																						
ВЛ	80,18	0,00	0,00	0,00	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	154,86	0,00	0,00	0,00	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	937,68	234,21	234,21	234,21	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06	13,06
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	756,80	234,21	216,86	200,80	10,37	9,60	8,89	8,23	7,62	7,05	6,53	6,05	5,60	5,19	4,80	4,45	4,12	3,81	3,53	3,27	3,03	2,80

Как видно из таблицы 36, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

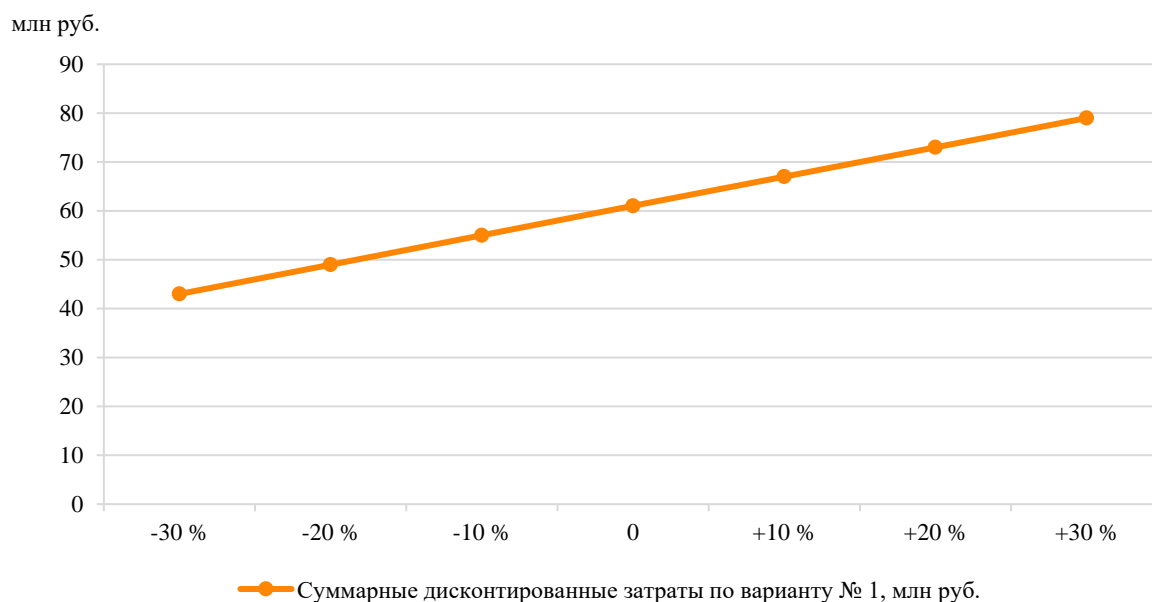
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

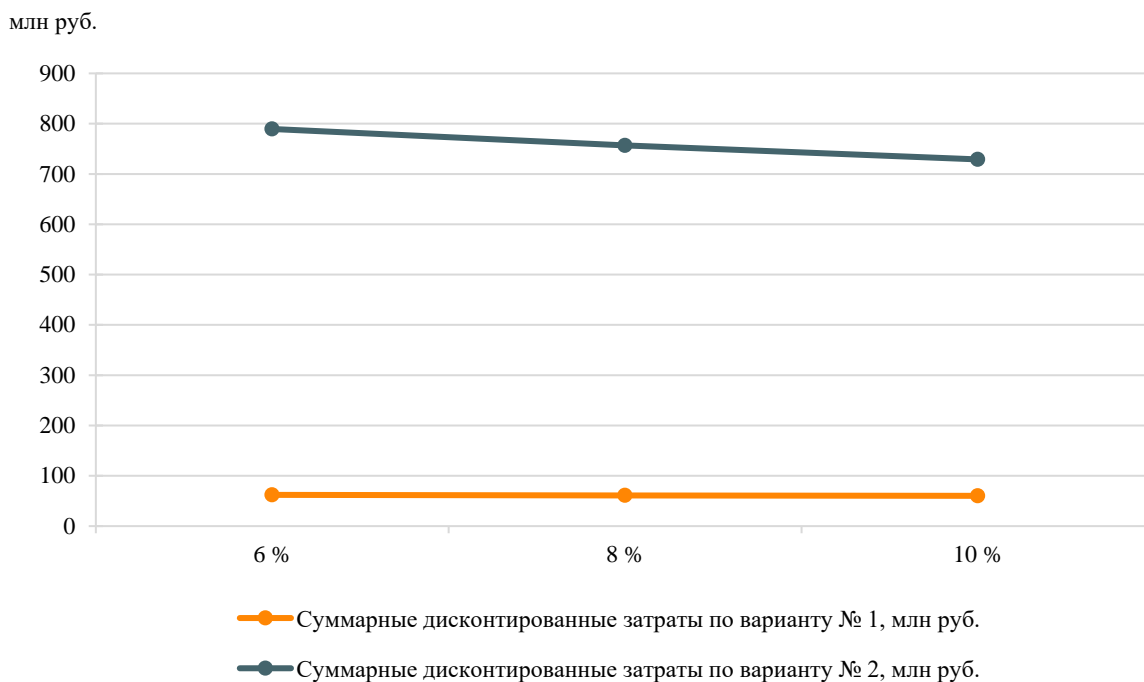
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 8.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	43	49	55	61	67	73	79

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 9.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	62	61	60
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	789	757	729

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 858 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 1171 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 1111 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

## **5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлук (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо**

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [10].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 39 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Установка БСК мощностью 34 Мвар на ПС 110 кВ Тлох	–	–	–	110	1×34	–	–	–	76,47
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тлох на одну ячейку	–	–	–	110/10	–	–	ОРУ 1 $I_{дд} = 400 \text{ А}$	–	71,31
Замена провода шин 110 кВ ПС 110 кВ Тлох с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,2	АС-150	–	–	–	–	–	3,70
Итого по варианту №1									151,48
Вариант № 2									
Строительство ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым 2 цепь ориентировочной протяженностью 22 км	110	1×1×22	АС-150	–	–	–	–	–	580,82
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Миатлы на одну линейную ячейку	–	–	–	110/10	–	–	110-9/1 $I_{дд} = 630 \text{ А}$	–	72,91
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дылым на одну линейную ячейку	–	–	–	110/10	–	–	110-5Н/1 $I_{дд} = 630 \text{ А}$	–	72,91
Итого по варианту №2									726,64

Таблица 40 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	151,48	726,64
То же в %	100 %	480 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	178,57	265,00
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	215,43	785,67
То же в %	100 %	365 %



Таблица 41 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	21	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	151,48	49,26	49,26	52,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	151,48	49,26	49,26	52,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	178,57	0,00	0,00	0,00	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
в том числе:																									
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	178,57	0,00	0,00	0,00	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	330,05	49,26	49,26	52,96	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	215,43	49,26	45,61	45,40	7,09	6,56	6,08	5,63	5,21	4,82	4,47	4,14	3,83	3,55	3,28	3,04	2,81	2,61	2,41	2,23	2,07	1,92	1,77	1,64	1,64

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	726,64	242,21	242,21	242,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	580,82	193,61	193,61	193,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	145,82	48,61	48,61	48,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	265,00	0,00	0,00	0,00	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
в том числе:																									
ВЛ	92,93	0,00	0,00	0,00	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	172,07	0,00	0,00	0,00	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	991,64	242,21	242,21	242,21	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25	13,25
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	785,67	242,21	224,27	207,66	10,52	9,74	9,02	8,35	7,73	7,16	6,63	6,14	5,68	5,26	4,87	4,51	4,18	3,87	3,58	3,32	3,07	2,84	2,63	2,44	2,44

Как видно из таблицы 40, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

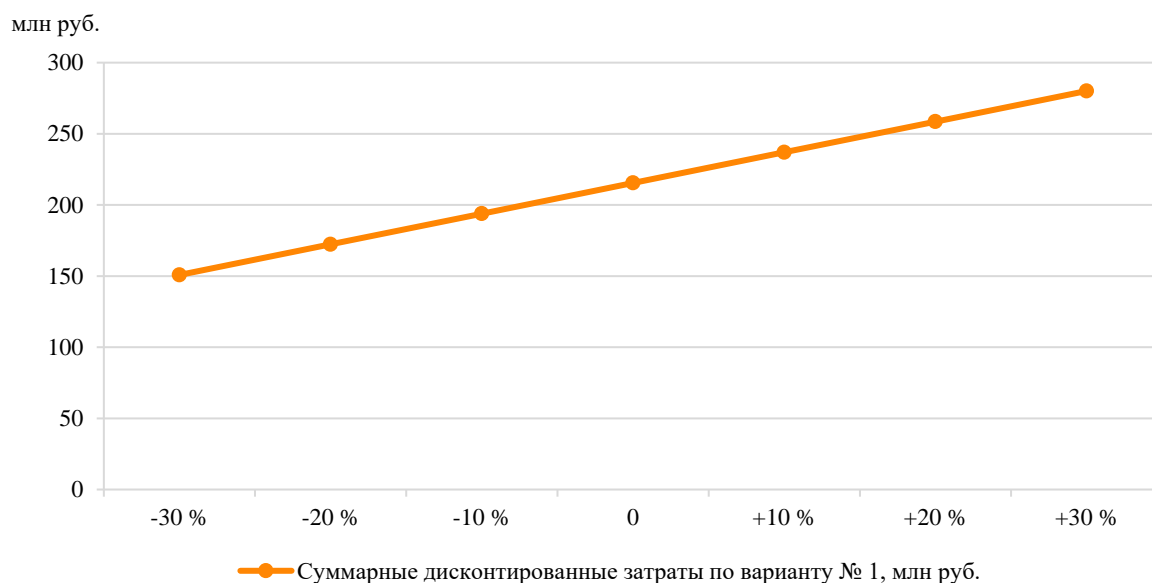
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

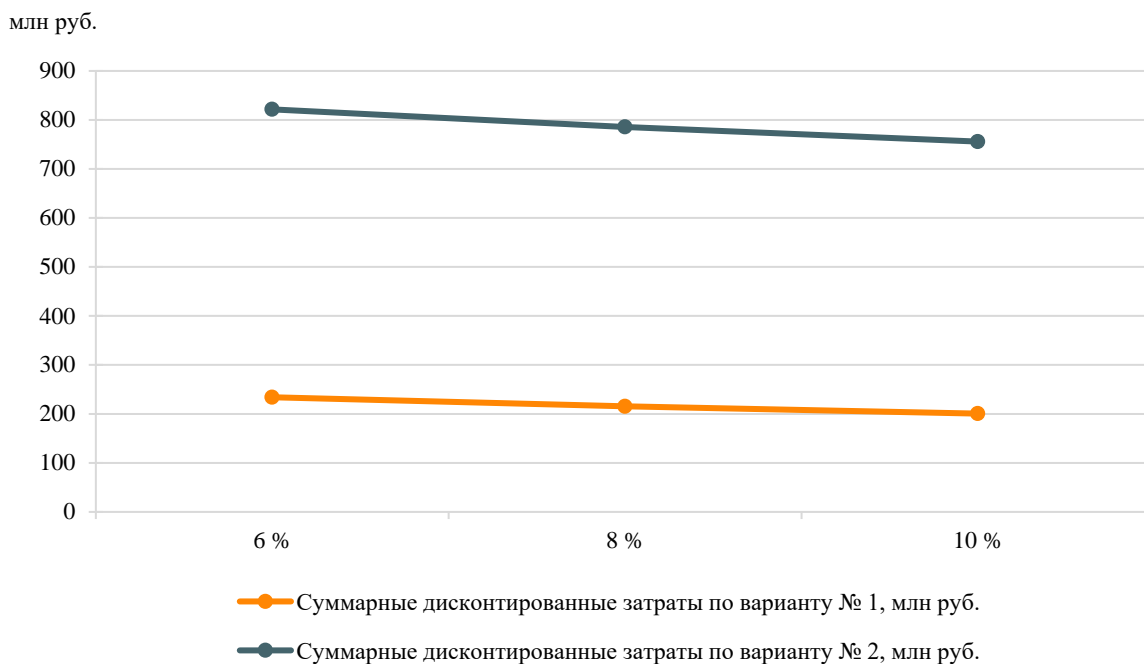
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 10.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	151	172	194	215	237	259	280

Рисунок 10 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 11.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	234	215	201
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	822	786	756

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 181 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 251 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 277 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и недопущения снижения напряжения ниже МДН на ПС 110 кВ Миарсо сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

### **5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)**

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [10].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2045 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 43 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Замена провода на участке ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	110	1×1×2,2	АС-95	–	–	–	–	–	4,01
Замена ТТ на ПС 110 кВ Белиджи для ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	–	–	–	110/35/10	–	–	ТТ, 1 шт., I <sub>дл</sub> = 600 А	–	10,01
Итого по варианту № 1									14,02
Вариант № 2									
Строительство ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент 2	110	1×1×25,25	АС-95	–	–	–	–	–	654,92
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Магарамкент на одну линейную ячейку	–	–	–	110/10	–	–	110-9/1 I <sub>дл</sub> = 400 А	–	72,91
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тагиркент на одну линейную ячейку	–	–	–	110/10	–	–	110-5АН/1 I <sub>дл</sub> = 400 А	–	72,91
Замена ТТ на ПС 110 кВ Белиджи для ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	–	–	–	110/35/10	–	–	ТТ, 1 шт., I <sub>дл</sub> = 600 А	–	10,01
Итого по варианту № 2									810,75

Таблица 44 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	14,02	810,75
То же в %	100 %	5783 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	12,45	259,80
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	20,13	867,44
То же в %	100 %	4308 %

Таблица 45 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																						
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	14,02	14,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																							
ВЛ	4,01	4,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	10,01	10,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	12,45	0,00	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
в том числе:																							
ВЛ	0,64	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	11,81	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	26,47	14,02	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	20,13	14,02	0,58	0,53	0,49	0,46	0,42	0,39	0,36	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,16	0,14	0,13	0,13

Таблица 46 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	810,75	266,91	266,91	276,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																						
ВЛ	654,92	218,31	218,31	218,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	155,83	48,61	48,61	58,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																						
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	259,80	0,00	0,00	0,00	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43
в том числе:																						
ВЛ	94,31	0,00	0,00	0,00	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	165,49	0,00	0,00	0,00	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19	9,19
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1070,55	266,91	266,91	276,92	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43	14,43
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	867,44	266,91	247,14	237,42	11,46	10,61	9,82	9,10	8,42	7,80	7,22	6,69	6,19	5,73	5,31	4,91	4,55	4,21	3,90	3,61	3,34	3,10



Как видно из таблицы 44, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

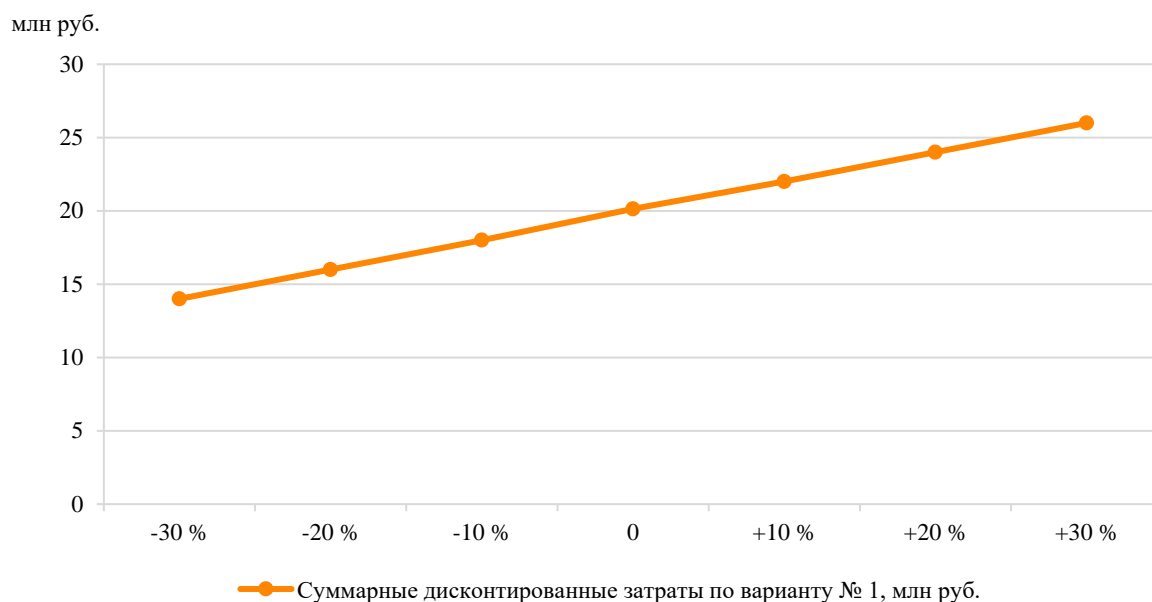
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

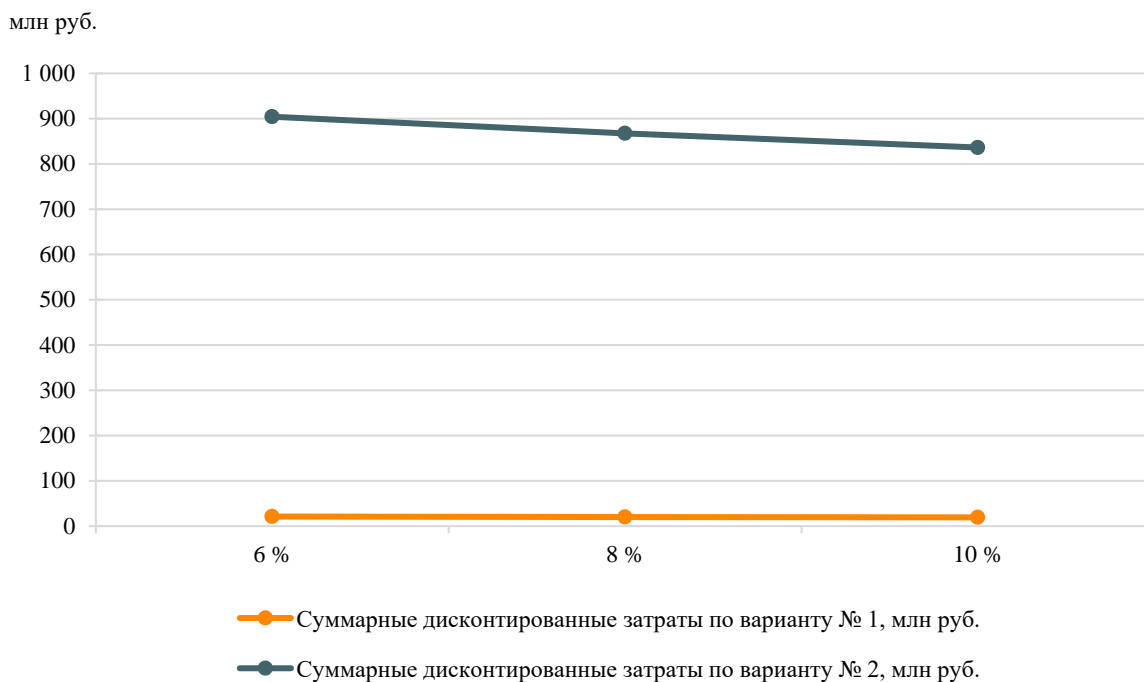
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 12.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	14	16	18	20	22	24	26

Рисунок 12 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 13.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	21	20	19
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	904	867	836

Рисунок 13 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 3236 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 4173 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 4228 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

## **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:

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

4) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) утвержденных приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 30@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@;

6) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 22.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [8]).

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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Дагестан по годам представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Дагестан (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	5978	7444	8597	1367	339	408	–	24134

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [11] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Республики Дагестан осуществляют свою деятельность 3 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 98 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Дагестан).

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

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

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [12];
- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [13].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

---

<sup>1</sup> Постановление Республиканской службы по тарифам Республики Дагестан от 26.12.2014 № 140 (в редакции от 11.12.2023).

амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	2 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан от 31.01.2023 № 45-ОД-10/23 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

энергии по сетям Республики Дагестан и индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями» (в редакции от 11.12.2023) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Республики Дагестан, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Дагестан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Дагестан, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республики Дагестан, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

---

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 49.

Таблица 49 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,0 %	2,3 %	2,1 %	2,2 %	1,1 %	1,4 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере



последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Дагестан представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Дагестан (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	5627	6607	1192	335	456	53
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	5580	6558	1139	282	403	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	468	12929	3567	1245	185	185

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 51 и на рисунке 14.

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

Таблица 51 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	16,7	18,7	20,3	21,6	22,7	24,0
НВВ	млрд руб.	30,8	34,1	49,2	49,3	48,2	44,9
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	14,1	15,35	28,9	27,7	25,5	20,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,45	2,69	2,85	2,98	3,09	3,22

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	105	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,53	4,89	6,92	6,79	6,56	6,02
Среднегодовой темп роста	%	–	108	141	98	97	92
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,08	2,20	4,07	3,81	3,47	2,80

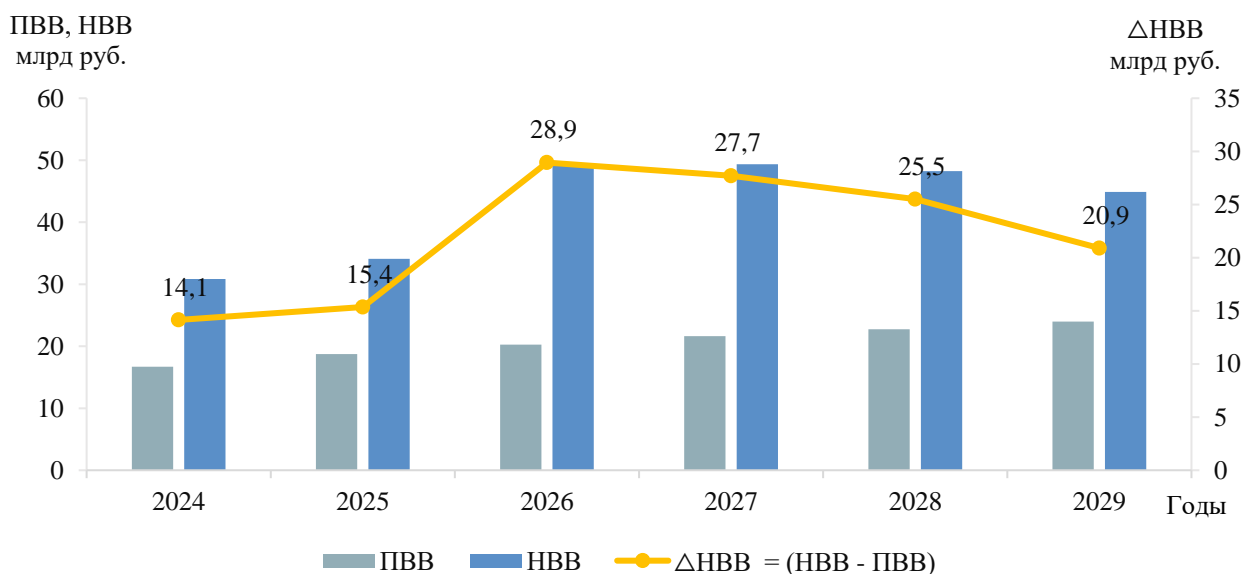


Рисунок 14 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 51, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Дагестан при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования во всех рассматриваемых сценариях. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 92,4–127,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 15.

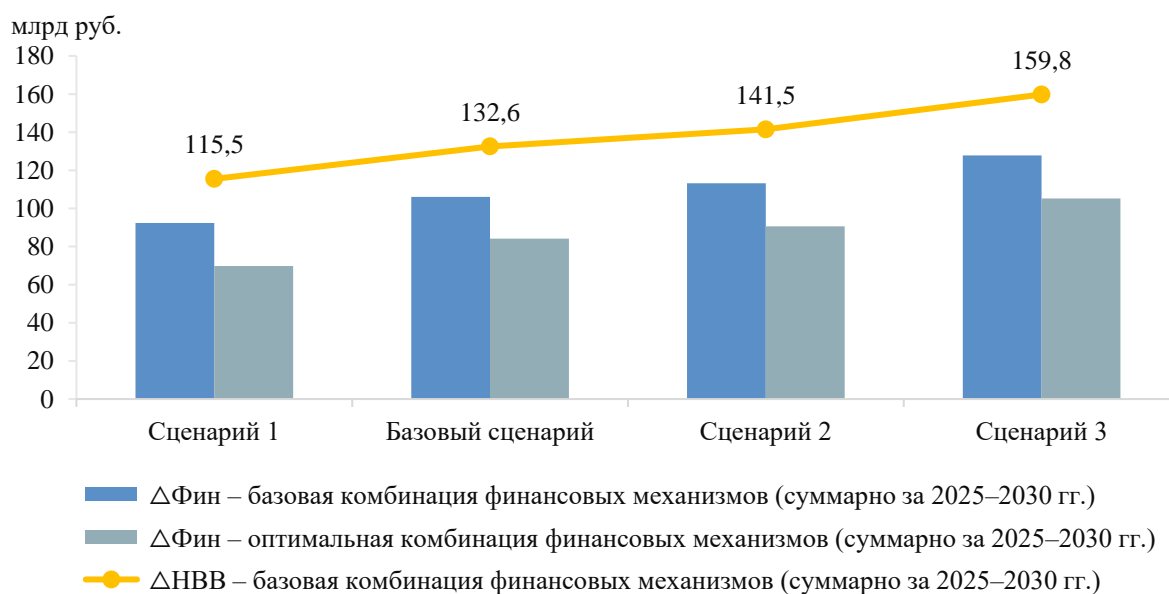


Рисунок 15 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Дагестан

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	100 %	100 %	100 %	100 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 15, в прогнозном периоде сохраняется недостаточность тарифного регулирования во всех сценариях при значительных объемах бюджетного финансирования, что связано с ростом прогнозных капитальных вложений, включая реализацию планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, а также высокими планируемыми объемами ввода объектов основных средств в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, в соответствии с инвестиционными программами ТСО (таблица 52).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан оценивается в 2030 году в объеме 10519 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,87 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан к 2030 году увеличится и составит 1891 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,92 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Дагестан в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5554–5575 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 519,3 МВт, в том числе на ГЭС – 49,8 МВт, на ВЭС, СЭС – 469,5 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Дагестан в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2025–2030 годов планируется в объеме 108 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Дагестан в 2030 году составит 2547,4 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 315,93 км, трансформаторной мощности 3372,7 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_433519/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/) (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28224/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. 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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

9. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением

Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_199581/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/) (дата обращения: 29.11.2024).

10. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.121-2012.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 29.11.2024).

11. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

12. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

13. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).



**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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	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	40,0	Модернизация в 2029 г.	
		2	ПЛ-642-ВБ-370		36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	40,0	40,0	40,0	Модернизация в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-		72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	76,0	80,0	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	9,0		
Установленная мощность, всего		-	-		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Гергебильская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	РО-ГМ-5	-	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	РО-ГМ-5		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		4	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		5	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		-	-	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	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	250,0	275,0	275,0	Модернизация в 2029 г.	
		2	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2026 г.
		3	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2025 г.
		4	РО-230/989-В-450 (РО 230-450)		250,0	250,0	250,0	250,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	Модернизация в 2027 г.
Установленная мощность, всего		-	-	1000,0	1000,0	1025,0	1050,0	1075,0	1075,0	1100,0	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	110,0		
		2	ПЛ-60-В-600		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		-	-		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
Ирганайская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал													
		1	РО-230-В-440	-	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
		2	РО-230-В-440		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		-	-	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0		
Курушская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»													
		1	«Пельтон»	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3		
		2	«Пельтон»		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		-	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Ахтынская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
		2	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
		3	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Установленная мощность, всего		–	–		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»			Газ, мазут										
		1	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-6-35/10/1,2 М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Гунибская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		2	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3	РО-75-В-140		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Агульская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-230-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Бавтугайская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6		
Магинская ГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
		2	РО230/791-Г-50		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Установленная мощность, всего		–	–		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2		
Гельбахская ГЭС	ПАО «РусГидро»			–										
		1	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		2	ПР-40/587а-ВМ-300		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
Установленная мощность, всего		–	–		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0		
Амсарская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»			–										
		1	РО-100-Г-40		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		2	РО-100-Г-40		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
Гоцатлинская ГЭС	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал			–										
		1	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	РО 75-В-310		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Шиназская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»	1	РО-120-Г-65	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		2	РО-100-Г-40		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Аракульская МГЭС	Малые ГЭС – ПАО «РусГидро»	1	РО-120-Г-65	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
		2	РО-100-Г-40		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	–			25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)				25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)				25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)				22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	22,2	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–				99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9	
Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	–			60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Могохская ГЭС	ПАО «РусГидро»	1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)	–							49,8	49,8	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.	
Установленная мощность, всего		–	–									49,8	49,8	
Ногайская СЭС (Южно-Сухокумская СЭС)	ООО «Грин Энерджи Рус»	1	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Каспийская	ООО «МЭК-ИНЖЕНИРИНГ»	–	ФЭСМ	–	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		
Установленная мощность, всего		–	–		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-134)	АО «ВетроОГК-3»	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	–			54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-135)	АО «ВетроОГК-3»	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	–			54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		–	–				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание
Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	АО «ВетроОГК-3»												
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	–			47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–				47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	АО «ВетроОГК-3»												
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	–				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-153)	АО «ВетроОГК-3»												
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	–				54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–					54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	
Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-154)	АО «ВетроОГК-3»												
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	–				46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–					46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

**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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	561,33	555,21
2	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	527,99	527,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
3	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	524,13	524,13
4	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	933,55	933,55
5	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	136,66	136,66

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
6	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала 110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024 <sup>3)</sup>	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	202,62	202,36
7	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала 110 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	511,15	511,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
8	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1013,52	1013,52
9	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	136,66	136,66
10	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	232,41	232,41



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
11	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	185,87	185,87
12	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	425,88	424,6
13	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	345,17	344,13

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
14	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб 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	2024	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	149,39	149,13
15	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	465,16	465,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
16	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	397,54	397,54
17	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82
18	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
19	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	245,66	245,66
20	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
21	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	465,89	465,89
22	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	357,89	357,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
23	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82
24	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Огни 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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	198,23	198,23
25	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	242,37	242,37

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
26	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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82
27	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	357,89	357,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
28	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	511,15	511,15
29	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82
30	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	372,82	372,82



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
31	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС 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	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	482,55	482,55
32	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	315,75	315,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
33	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакс-1 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	206,49	206,23
34	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакс-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	511,15	511,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
35	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	357,89	357,89
36	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	451,05	451,05
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 25 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	198,23	198,23

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
38	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	507,33	507,33
39	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	487,52	487,52
40	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 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	465,89	465,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
41	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	504,85	504,85
42	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.08.2022 № 2264-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	169,66	169,4

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
43	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	260,84	260,84
44	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	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	484,93	484,93
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 6,3 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	118,5	118,5

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
46	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	490,08	490,08
47	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 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	125,88	125,88
48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)	1272,01	1272,01

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (в случае включения мероприятия в программу повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан)	1244,61	1244,61
50	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 63 МВА каждый	ООО «Каспийэнергосервис»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	482,55	482,55
51	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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,39	3,39



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,07	8,07
53	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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	41,13	41,13
54	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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,52	28,52
55	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,22	5,22
56	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,02	13,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
57	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	65,71	65,71
58	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,43	5,43
59	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	115,29	115,29
60	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4 Мвар каждая	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	38,08	38,08
61	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 34 Мвар	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×34	–	–	–	–	–	–	34	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	191,15	191,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
62	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,07	5,07
63	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	37,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1419,78	1419,78
64	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	26,78	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1006,29	1006,29
65	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,14	5,14
66	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,14	5,14

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
67	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	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	42,11	42,11

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

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