



ЭТС-ПРОЕКТ

ООО «ЭТС-Проект»
115533, г. Москва, проспект Андропова, дом 22, пом. 1, ком. 55
Адрес для корреспонденции:
603086, г. Нижний Новгород, ул. Керченская, 13
Тел. (831) 233-30-30, факс (831) 233-30-31
E-mail: ets-p@el-ts.ru, www.el-ts.ru
ОГРН 1082130014009, ИНН 2130047148, КПП 772501001

ОТЧЕТ
о выполнении работ

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики
Республики Дагестан на период 2023-2027 годов

Том 3. Книга 1

Прогноз основных направлений развития электроэнергетики
Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту

Государственный контракт № 3389-44/22

Генеральный директор
ООО «ЭТС-Проект»

А.С. Рыбин

Москва, 2022

Состав проекта

| Номер тома | Наименование | Примечания |
|----------------|---|------------|
| Том 1. Книга 1 | Создание информационно-аналитической базы по состоянию электроэнергетики Республики Дагестан | - |
| Том 2. Книга 1 | Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту | - |
| Том 2. Книга 2 | Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту | - |
| Том 2. Книга 3 | Обосновывающие документы для мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому варианту | - |
| Том 3. Книга 1 | Прогноз основных направлений развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту | - |
| Том 3. Книга 2 | Результаты расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту | - |

Содержание

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту | 5 |
| 2 | Детализация электропотребления и максимума нагрузки в разрезе крупных перспективных потребителей по оптимистическому варианту | 8 |
| 3 | Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан мощностью более 5 МВт на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту | 10 |
| 4 | Прогноз развития энергетики Республики Дагестан на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов | 12 |
| 5 | Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту | 15 |
| 6 | Формирование предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан по оптимистическому варианту | 17 |
| 6.1 | Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше в рамках технических условий на технологическое присоединение крупных потребителей и генерирующих объектов | 17 |
| 6.2 | Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше, предусмотренный утверждёнными инвестиционными программами электросетевых компаний | 17 |
| 6.3 | Анализ результатов расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан на период 2023-2027 годов | 17 |
| 6.4 | Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110 кВ и выше | 54 |
| 6.5 | Сводный перечень мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации выявленных «узких мест» по оптимистическому варианту | 61 |
| 6.6 | Перечень мероприятий по строительству и реконструкции центров питания 110 кВ и выше по оптимистическому варианту | 63 |
| 6.7 | Анализ баланса реактивной мощности на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту. Рекомендации по вводу средств компенсации реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан | 65 |
| 6.8 | Мероприятия по обеспечению качества и надёжности электроснабжения потребителей | 65 |
| 7 | Технико-экономические показатели развития электрических сетей 110 кВ и выше Республики Дагестан по оптимистическому варианту | 67 |
| 7.1 | Сводный перечень мероприятий по строительству и реконструкции электрических сетей 110 кВ и выше | 67 |
| 7.2 | Оценка тарифных последствий реализации мероприятий по оптимистическому варианту развития электроэнергетики Республики Дагестан | 77 |
| | Приложения | 81 |

Список приложений

| № п/п | Наименование | Лист |
|-------|---|------|
| 1 | Письмо Министерства энергетики и тарифов Республики Дагестан | 81 |
| 2 | Письмо ООО «ЭкоЭнерджи» | 88 |
| 3 | Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан | 91 |
| 4 | Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан на пятилетнюю перспективу для оптимистического варианта развития (в электронном виде в формате PDF) | 95 |

1 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту

Оптимистический вариант прогноза потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года на территории Республики Дагестан принят в соответствии с данными Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Республики Дагестан (Приложение 1) и сформирован учётом следующих сведений:

- прогноза потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года на территории Республики Дагестан по базовому варианту, соответствующего предложениям филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ и опирающегося на проект «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы» (раздел 2 Тома 2 Книги 1 настоящего Отчёта);
- информации электросетевых компаний Республики Дагестан по заявкам на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям;
- данных Министерства строительства Республики Дагестан по планируемым объёмам ввода жилых и общественных зданий на период до 2027 года (таблица 1.1);
- сведений органов исполнительной власти Республики Дагестан и коммерческих организаций об инвестиционных и целевых проектах, планируемых к реализации на территории региона в период до 2027 года.

Таблица 1.1 – Объёмы строящихся объектов недвижимости на территории Республики Дагестан на период до 2027 года, тыс. кв. м (округлённо)

| Район, поселение | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Жилые здания | | | | | | |
| г. Махачкала | 540,24 | 772,75 | 325,85 | 28,07 | 0,00 | 50,19 |
| г. Буйнакск | 17,12 | 33,57 | 25,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Дагестанские Огни | 12,17 | 1,36 | 12,82 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Дербент | 50,35 | 21,94 | 12,89 | 0,00 | 31,67 | 0,00 |
| г. Избербаш | 27,44 | 29,38 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Каспийск | 176,97 | 51,59 | 85,68 | 66,23 | 0,00 | 12,88 |
| г. Кизилюрт | 0,00 | 36,16 | 9,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Кизляр | 80,77 | 15,41 | 0,00 | 6,60 | 0,00 | 0,00 |
| г. Хасавюрт | 0,00 | 75,08 | 30,26 | 55,27 | 0,00 | 165,73 |
| Карабудахкентский р-н | 5,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Левашинский р-н | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,97 | 0,00 |
| Общественные здания | | | | | | |
| г. Махачкала | 46,37 | 5,62 | 18,13 | 0,00 | 0,00 | 26,46 |
| г. Буйнакск | 10,73 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Дагестанские Огни | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Дербент | 5,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Каспийск | 66,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Кизляр | 5,69 | 0,00 | 1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Хасавюрт | 4,31 | 8,47 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,02 |
| г. Кизилюртовский р-н | 3,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| г. Магарамкентский р-н | 0,00 | 0,00 | 23,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Прогноз потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан по оптимистическому варианту представлен в таблице 1.2 и на рисунке 1.1. Ожидаемый объём потребления электрической энергии к 2027 г. ожидается на уровне 8711 млн кВт·ч (увеличение на 1003 млн кВт·ч или на 13,0% по сравнению с 2021 г. со среднегодовым темпом прироста в 2,05% в год).

Таблица 1.2 – Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг. по оптимистическому варианту, млн кВт·ч

| Наименование | Факт | Прогноз | | | | | |
|-----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 2021 год | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
| Потребление электрической энергии | 7708 | 7957 | 8224 | 8428 | 8507 | 8604 | 8711 |

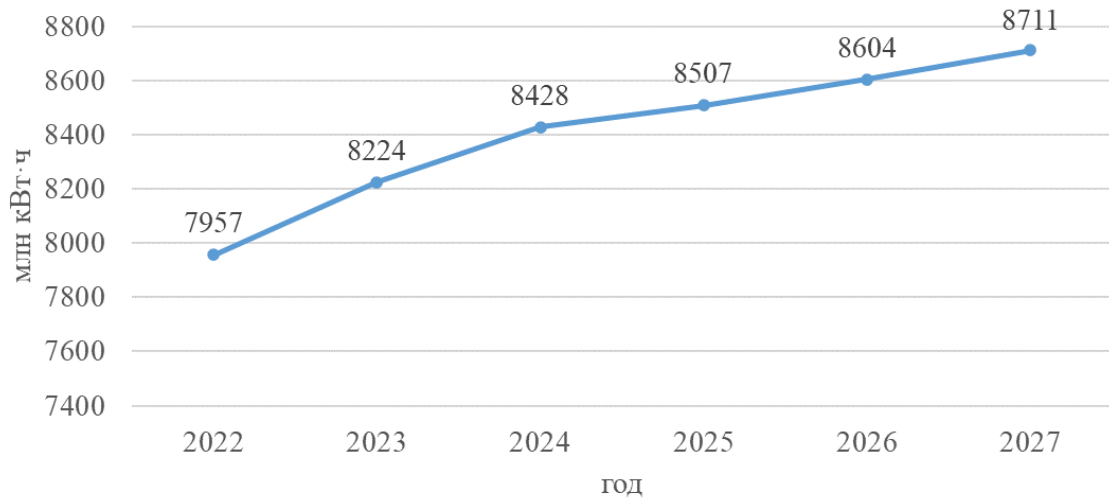


Рисунок 1.1 – Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту, млн кВт·ч

Прогнозная динамика собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан по оптимистическому варианту приведена в таблице 1.3 и на рисунке 1.2. Значение данного показателя к 2027 г. ожидается на уровне 1612 МВт, что больше фактического значения за 2021 г. на 177 МВт или на 12,3%. Среднегодовой темп прироста максимума потребления мощности за указанный период составит 1,96%.

Таблица 1.3 – Прогноз собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 гг. по оптимистическому варианту, МВт

| Наименование | Факт | Прогноз | | | | | |
|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 2021 год | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
| Собственный максимум | 1435 | 1473 | 1531 | 1555 | 1574 | 1592 | 1612 |

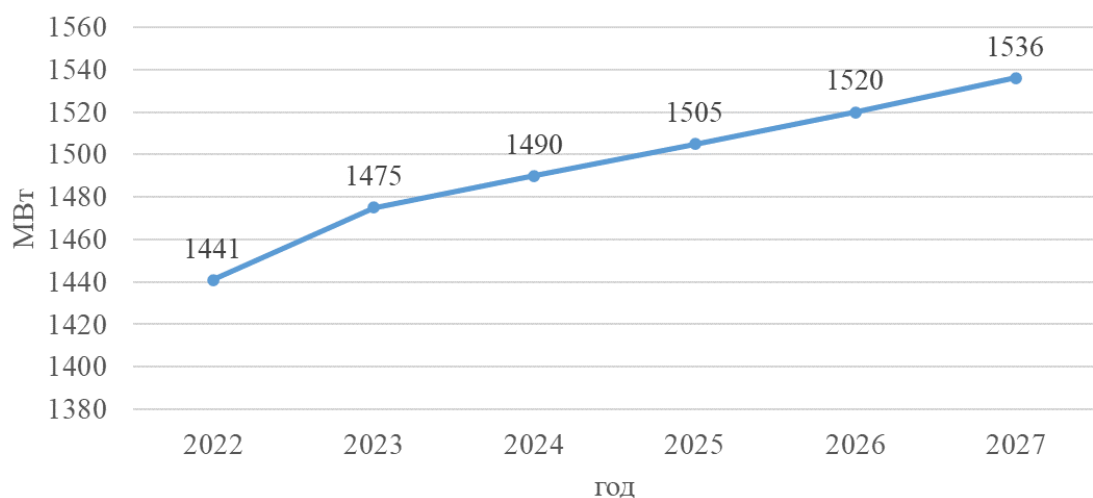


Рисунок 1.2 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Республики Дагестан до 2027 года

Расчётные значения потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан по оптимистическому варианту для различных характерных режимов и температурных условий приведены в таблице 1.4¹.

Таблица 1.4 – Потребление мощности по энергосистеме Республики Дагестан по оптимистическому варианту для различных характерных режимов и температурных условий на период до 2027 года, МВт

| Период | t, °С | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|---|-------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Зимних максимальных нагрузок | -6 | 1473 | 1531 | 1555 | 1574 | 1592 | 1612 |
| Зимних минимальных нагрузок | -6 | 1022 | 1062 | 1079 | 1093 | 1105 | 1119 |
| Летних максимальных нагрузок | +25 | 882 | 917 | 932 | 943 | 954 | 966 |
| Летних минимальных нагрузок | +25 | 806 | 837 | 851 | 861 | 871 | 882 |
| Летних максимальных нагрузок в ПЭВТ | +35 | 1140 | 1185 | 1204 | 1218 | 1232 | 1248 |
| Максимальных нагрузок в период паводка | +7 | 1127 | 1171 | 1190 | 1204 | 1218 | 1233 |
| Минимальных нагрузок в период паводка | +7 | 997 | 1036 | 1053 | 1066 | 1078 | 1092 |
| Зимних максимальных нагрузок в период наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 | -13 | 1564 | 1626 | 1652 | 1672 | 1691 | 1712 |
| Зимних максимальных нагрузок при расчётной температуре ТНВ | +10 | 1206 | 1254 | 1274 | 1289 | 1304 | 1321 |

¹ Расчёт проведён в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 с учётом исходных данных для применения стандарта, публикуемых АО «СО ЕЭС»: <https://www.so-eps.ru/functioning/future/gost-58670-2019/>

2 Детализация электропотребления и максимума нагрузки в разрезе крупных перспективных потребителей по оптимистическому варианту

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок и электропотребления энергосистемы Республики Дагестан по оптимистическому варианту выполнена с учётом информации электросетевых компаний о поданных заявках на технологическое присоединение, данных Министерства строительства Республики Дагестан об объёмах ввода перспективной застройки, а также сведений иных органов исполнительной власти и прочих организаций о планах по реализации целевых и инвестиционных проектов на территории региона. Расчёты проведены с учётом коэффициентов реализации, представленных в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Значения коэффициентов реализации

| № п/п | Наименование категории потребителей | Коэффициент реализации |
|-------|--|------------------------|
| 1 | Тяговые железнодорожные подстанции | 0,7 |
| 2 | Метро | 0,5 |
| 3 | Аэропорты | 0,4 |
| 4 | Добывающая промышленность, в том числе добыча полезных ископаемых, за исключением нефти и газа, горно-обогатительные фабрики | 0,8 |
| 5 | Добыча нефти и газа | 0,9 |
| 6 | Нефтеперекачивающие и газоперекачивающие станции | 0,8-0,9 |
| 7 | Химическая промышленность, в том числе переработка нефти и газа, производство резиновых и пластмассовых изделий | 0,7-0,8 |
| 8 | Черная металлургия | 0,8 |
| 9 | Цветная металлургия (производство алюминия) | 0,9 |
| 10 | Производство цемента | 0,8 |
| 11 | Деревообрабатывающая промышленность, в том числе целлюлозно-бумажные комбинаты | 0,9 |
| 12 | Иная промышленность | 0,7 |
| 13 | Агропромышленные комплексы (теплицы) | 0,9 |
| 14 | Производство продуктов питания, в том числе животноводческие комплексы и птицефабрики | 0,5 |
| 15 | Крупнейшие застройщики, в том числе жилищные комплексы, торгово-развлекательные центры | 0,4 |
| 16 | Рекреационные комплексы, туристические кластеры | 0,3 |
| 17 | Потребители с заявленной мощностью до 670 кВт | 0,1-0,2 |

На территории энергосистемы Республики Дагестан отсутствуют крупные потребители с максимальным потреблением активной мощности, составляющим более 1% от потребления в целом по региону. Суммарный объём заявленной мощности потребителей, дополнительно учитываемых в рамках оптимистического варианта по сравнению с базовым вариантом, составляет 152,4 МВт без учёта коэффициентов реализации.

В таблице 2.2 приведен список перспективных потребителей мощностью свыше 670 кВт, учтенных при расчёте приростов нагрузки и электропотребления в рамках оптимистического варианта развития электроэнергетики Республики Дагестан.

Таблица 2.2 – Сведения о перспективных потребителях мощностью свыше 670 кВт, учтённых при определении прогнозных приростов нагрузок и электропотребления по энергосистеме Республики Дагестан в рамках оптимистического варианта развития

| № п/п | Заявитель | Объект | Номер проекта ТУ (при наличии) | Год ввода | Заявленная мощность ² , кВт | Диспетчерское наименование ПС |
|-------|--|--|--------------------------------|-----------|--|--|
| 1 | ООО «Нива» | Эlevator | 12061/2021/ДЭ/КИЗЛРЭС | 2022 | 800.0 | ПС 110 кВ Александрия |
| 2 | Османов Нурмагомед Абулмуслимович | База отдыха | 36588/2021/ДЭ/ИЗБГЭС | 2022 | 750.0 | ПС 110 кВ Изберг-Южная |
| 3 | ГКУ РД «ДИРЕКЦИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ СПОРТА» | Центр спортивной подготовки по единоборствам в с.Сильда Цумадинского района РД | 9730/2021/ДЭ/ЦУМАРЭС | 2022 | 853.3 | ПС 110 кВ Миарсо |
| 4 | Министерство культуры РД | Дагестанская филармония | 36211/2021/ДЭ/МАХАГЭС | 2022 | 670.0 | ПС 110 кВ Приозерная |
| 5 | ГОСУДАРСТВЕННОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН «ДАГВОДСЕРВИС» | Мусоросортировочный комплекс | 13373/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС | 2022 | 881.6 | ПС 110 кВ Самур |
| 6 | АО «Керамогранит Дагестан» | Производство керамогранитной плитки | нд | 2022 | 5000.0 | ПС 110 кВ Стекольная |
| 7 | ООО «Анжелина» | Строительство (посадка) суперинтенсивного и интенсивного сада в Дербентском районе Республики Дагестан | нд | 2022-2025 | 1400.0 | ПС 110 кВ Мамедкала |
| 8 | ООО «Русские ярмарки-Махачкала» | Строительство ярмарочного комплекса «Русские ярмарки - Махачкала» | нд | 2022-2024 | 2500.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 9 | ООО «КАПИТАЛ ИНВЕСТ-ПРОМ» | Создание индустриального строительного комплекса «Каспийск» на территории Республики Дагестан | нд | 2023 | 6600.0 | ПС 110 кВ Уйташ-1 |
| 10 | ООО «Дагестан Стекло Тара» | «Модернизация и расширение цеха для производства стеклотары, отвечающей евро-стандартам»: проект по строительству современной стекловаренной печи в объеме 160 тонн в сутки и установка современного оборудования для выпуска высококачественной стеклянной тары в объеме 144 млн. шт. стеклотары в год. | нд | 2022-2023 | 1600.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 11 | ООО «Дагестан Стекло Тара» | Проект по строительству стекловаренной печи производительностью 240 тонн в сутки и установку оборудования для выпуска высококачественной стеклянной тары в объеме 246 млн. шт., емкостью от 0,1 до 5 л. | нд | 2024-2026 | 2400.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 12 | ООО «Хазар» | Производство концентрированных соков, пюре и нектаров | нд | 2022-2024 | 3000.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 13 | ООО «Каспийский завод стекловолокна» | Производство стекловолокна и изделий из него | нд | 2022 | 3500.0 | ПС 110 кВ Уйташ-2 |
| 14 | ООО «Каспийский завод стекловолокна» | Организация производства одностадийного текстильного стекловолокна | нд | 2022-2023 | 5500.0 | ПС 110 кВ Уйташ-2 |
| 15 | ООО «Батыр-бройлер» | Строительство племпродуктора 2го порядка | нд | 2023-2027 | 1500.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 16 | ООО «Батыр-бройлер» | Строительство племпродуктора 2го порядка | нд | 2023-2027 | 1500.0 | ПС 110 кВ Куруш |
| 17 | ООО «Югагрохолдинг» | Строительство второй очереди тепличного комплекса общей площадью 6,6 га в поселке Шамхал-Термен гор. Махачкалы Республики Дагестан для круглогодичного выращивания томатов | нд | 2022-2023 | 5500.0 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 18 | КФХ «Сад» | Закладка суперинтенсивного сада на площади 203,56 га и строительство фруктохранилища на 10 000 тонн хранения | нд | 2024 | 1500.0 | ПС 110 кВ Магарамкент |
| 19 | ООО «Полоса» | Закладка интенсивных садов на площади 2000 га и строительство плодохранилища 50000 тонн единовременного хранения | нд | 2022-2027 | 10000.0 | ПС 110 кВ Полоса (вновь сооружаемая) |
| 20 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | нд | 2022-2027 | 38205.5 | ПС 110 кВ Махачкала-110, ПС 110 кВ ЦПП, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Шамхал, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Приозерная |
| 21 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Буйнакск | нд | 2022-2027 | 1959.1 | ПС 110 кВ Буйнакск-1, ПС 110 кВ Буйнакск-2 |
| 23 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Дербент | нд | 2022-2027 | 2539.7 | ПС 110 кВ Дербент-Западная, ПС 330 кВ Дербент |
| 24 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Изербаш | нд | 2022-2027 | 1136.3 | ПС 110 кВ Изберг-Северная, ПС 110 кВ Изберг-Южная |
| 25 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Каспийск | нд | 2022-2027 | 10512.0 | ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Насосная-1, ПС 110 кВ Юго-Восточная, ПС 110 кВ Чистое море |
| 26 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Кизляр | нд | 2022-2027 | 2359.0 | ПС 110 кВ Кизляр-1, ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 27 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории г. Хасавюрт | нд | 2022-2027 | 7118.7 | ПС 110 кВ Кизилюртовская, ПС 110 кВ Ярыксу, ПС 110 кВ Сулак |
| 28 | Министерство строительства Республики Дагестан ³ | Перспективная застройка на территории Магарамкентского района | нд | 2022-2027 | 932.3 | ПС 110 кВ Магарамкент |

² Для нагрузки, присоединяемой очередями (перспективная застройка) – суммарное значение по всем очередям ввода

³ Указано справочно; конкретный заявитель определяется в рамках подачи заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям объектов недвижимости

3 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан мощностью более 5 МВт на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту

В соответствии с данными генерирующих компаний Республики Дагестан, в период до 2027 года по оптимистическому варианту реализация дополнительных мероприятий на электростанциях мощностью свыше 5 МВт, связанных с изменением их установленной мощности и не предусмотренных проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы», не планируется. Объёмы модернизации генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан в период до 2027 года приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Объёмы модернизации генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан на период до 2027 года по оптимистическому варианту, МВт

| Наименование ЭС | Собственник объекта | Оборудование (станционный номер, тип турбины) | | Изменение установленной электрической мощности, МВт | | |
|------------------|---|---|-------------------|---|-------|------|
| | | № | Тип | До | После | Год |
| Чиркейская ГЭС | Филиал ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» | 3 | РО 230/989В-В-450 | 250 | 275 | 2024 |
| Чиркейская ГЭС | | 4 | РО 230/989В-В-450 | 250 | 275 | 2025 |
| Чиркейская ГЭС | | 1 | РО 230/989В-В-450 | 250 | 275 | 2026 |
| Чиркейская ГЭС | | 2 | РО 230/989В-В-450 | 250 | 275 | 2027 |
| Чирюртская ГЭС-1 | | 2 | ПЛ-642-ВБ-370 | 36 | 40 | 2024 |
| Чирюртская ГЭС-1 | | 1 | ПЛ-642-ВБ-370 | 36 | 40 | 2025 |

При формировании перечня вводов генерирующего оборудования на территории Республики Дагестан по оптимистическому варианту помимо мероприятий, предусмотренных проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы», также учтены ввод в эксплуатацию генерирующих источников ООО «Электрон» и ООО «ЭкоЭнерджи» (в лице ООО «Махачкалинская ВЭС» и ООО «ГидроЭнерджи»), суммарной установленной мощностью 42,54 МВт в 2022-2024 годах, функционирующих на основе ВИЭ (раздел 4 настоящей Книги).

Объёмы ввода генерирующего оборудования по оптимистическому варианту представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Объёмы ввода генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан на период до 2027 года по оптимистическому варианту, МВт

| Наименование ЭС | Собственник объекта | Тип ввода | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|--------------------------------------|--------------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Махачкалинская ВЭС | ООО «Махачкалинская ВЭС» | Новое строительство | | 12,5 | | | | |
| Самурская МГЭС-11 | ООО «ГидроЭнерджи» | Новое строительство | | | 0,99 | | | |
| Самурская МГЭС-12 | | | | | 0,99 | | | |
| Самурская МГЭС-13 | | | | | 0,99 | | | |
| Самурская МГЭС-14 | | | | | 0,99 | | | |
| Самурская МГЭС-15 | | | | | 0,99 | | | |
| Самурская МГЭС-16 | | | | | 0,99 | | | |
| Южно-Сухокумская СЭС (Ногайская СЭС) | ООО «Грин Энерджи Рус» | Новое строительство | 15 | | | | | |
| Зодиак СЭС | ООО «Новая энергия» | | | 99,9 | | | | |
| Ногайская СЭС (Чолпан СЭС) | ООО «Юнигрин Пауэр» | | | | 60 | | | |
| Кизлярская СЭС (1 очередь) | ООО «Электрон» | | 1 | | | | | |

| Наименование ЭС | Собственник объекта | Тип ввода | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------------|---------------------|-----------|------|-------|-------|------|------|------|
| | | | год | год | год | год | год | год |
| Кизлярская СЭС (2 очередь) | | | 14 | | | | | |
| СЭС «Уйташ» | | | 9 | | | | | |
| Итого | | | 39 | 112,4 | 65,94 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Вывод генерирующего оборудования из эксплуатации на электростанциях Республики Дагестан в рассматриваемый период по оптимистическому варианту не планируется.

Динамика изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период до 2027 года в рамках оптимистического варианта представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Динамика изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период до 2027 году по оптимистическому варианту, МВт

| Наименование электростанции | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Гидроэлектростанции | | | | | | |
| Чиркейская ГЭС | 1000,0 | 1000,0 | 1025,0 | 1050,0 | 1075,0 | 1100,0 |
| Ирганайская ГЭС | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 | 400,0 |
| Миатлинская ГЭС | 220,0 | 220,0 | 220,0 | 220,0 | 220,0 | 220,0 |
| Гоцатлинская ГЭС | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Чирюртская ГЭС-1 | 72,0 | 72,0 | 76,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 |
| Чирюртская ГЭС-2 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Гельбахская ГЭС | 44,0 | 44,0 | 44,0 | 44,0 | 44,0 | 44,0 |
| Гергебильская ГЭС | 17,8 | 17,8 | 17,8 | 17,8 | 17,8 | 17,8 |
| Гунибская ГЭС | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 |
| Малые ГЭС ⁴ | 8,33 | 8,33 | 14,27 | 14,27 | 14,27 | 14,27 |
| Тепловые электростанции | | | | | | |
| Махачкалинская ТЭЦ | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 |
| Электростанции, функционирующие на основе ВИЭ | | | | | | |
| Зодиак СЭС | 0,0 | 99,9 | 99,9 | 99,9 | 99,9 | 99,9 |
| Ногайская СЭС (Чолпан СЭС) | 0,0 | 0,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Южно-Сухокумская СЭС (Ногайская СЭС) | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 |
| СЭС Каспийская | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Кизлярская СЭС | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 |
| СЭС «Уйташ» | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Махачкалинская ВЭС | 0,0 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 |
| ИТОГО, в т.ч. | 1944,13 | 2056,53 | 2151,47 | 2180,47 | 2205,47 | 2230,47 |
| ГЭС | 1886,13 | 1886,13 | 1921,07 | 1950,07 | 1975,07 | 2000,07 |
| ТЭС | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 |
| ВЭС, СЭС | 40,0 | 152,4 | 212,4 | 212,4 | 212,4 | 212,4 |

⁴ В т.ч. МГЭС Дагестанского филиала ПАО «РусГидро», Бавтугайская ГЭС ООО «Энергострой ЛТД» и МГЭС ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи»)

4 Прогноз развития энергетики Республики Дагестан на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов

По результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ в схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан⁵, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в настоящий документ включены генерирующие объекты, функционирующие на основе использования ВИЭ от компаний ООО «Электрон» (в лице ООО «ВиТок») и ООО «ЭкоЭнерджи» (в лице ООО «ГидроЭнерджи» и ООО «Махачкалинская ВЭС»). Перечень данных генерирующих источников, учитываемых в оптимистическом варианте развития электроэнергетики Республики Дагестан, представлен в таблице 4.1.

⁵ Здесь и далее информация приведена на основании Перечня отобранных проектов, предусматривающих строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, для включения в схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан <http://minenergord.ru/2022-god>

Таблица 4.1 – Перечень перспективных электростанций, функционирующих на основе использования ВИЭ на розничных рынках и рекомендованных для включения в Схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2022-2026 гг.

| Наименование организации | Наименование проекта | Вид соответствующего генерирующего объекта | Идентификационный номер и наименование квалифицированного генерирующего объекта | Планируемая установленная генерирующая мощность квалифицированного генерирующего объекта, МВт | Величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, (руб/кВт) | Планируемое (фактическое, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) местонахождение генерирующего объекта | Срок возврата инвестированного капитала, лет | Базовый уровень нормы доходности капитала, % | Год отбора проекта | Планируемая дата ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования | Дата установки тарифа |
|--|----------------------|---|---|---|---|---|--|--|--------------------|--|-----------------------|
| ООО «Махачкалинская ВЭС» | Махачкалинская ВЭС | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии ветра | 0003 | 12,5 | 108 000 | Новолакский район (Новострой) Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2023 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») ⁶ | Самурская МГЭС - 11 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0004 | 0,99 | 194 000,0 | Рутульский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» | Самурская МГЭС – 12 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0005 | 0,99 | 210 000,0 | Ахтынский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» | Самурская МГЭС – 13 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0006 | 0,99 | 192 000,0 | Ахтынский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» | Самурская МГЭС – 14 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0007 | 0,99 | 197 000,0 | Рутульский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» | Самурская МГЭС - 15 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0008 | 0,99 | 187 000,0 | Рутульский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» | Самурская МГЭС - 16 | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды (в том числе энергии сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях | 0009 | 0,99 | 194 000,0 | Рутульский район, Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «Электрон» | Кизлярская СЭС | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца | 0001 | 1 | 78 750,0 | Республики Дагестан, г.Кизляр | 15 | 12 | 2020 | 31.12.2021 | Не установлен |
| ООО «Электрон» | Кизлярская СЭС | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца | 0002 | 14 | 78 750,0 | Республики Дагестан, г.Кизляр | 15 | 12 | 2020 | 31.12.2022 | Не установлен |
| ООО «Электрон» | СЭС «Уйташ» | Генерирующие объекты, функционирующие на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца | 0010 | 9 | 78 750,0 | Республики Дагестан, п.Уйташ | 15 | 12 | 2020 | 31.12.2022 | Не установлен |

⁶ Наименование организации изменено (бывш. ООО «ЭкоЭнерджи») на основании письма Группы компаний «EcoEnergy» от 06 августа 2021 г. № 06/08-21 (Приложение 2)

Сводный перечень электростанций, функционирующих на основе использования ВИЭ и планируемых к сооружению в рамках оптимистического варианта развития электроэнергетики Республики Дагестан в период до 2027 года, представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Сводный перечень перспективных электростанций, функционирующих на основе ВИЭ и планируемых к сооружению на территории Республики Дагестан (оптимистический вариант)

| Наименование объекта | Установленная мощность, МВт | Год начала поставки мощности | Собственник объекта |
|--|-----------------------------|------------------------------|--------------------------|
| Объекты, функционирование которых планируется на ОРЭМ ⁷ | | | |
| Зодиак СЭС | 99,9 | 2023 | ООО «Новая энергия» |
| Ногайская СЭС (Чолпан СЭС) | 60,0 | 2024 | ООО «Юнигрин Пауэр» |
| Южно-Сухокумская СЭС (Ногайская СЭС) | 15,0 | 2022 | ООО «Грин Энерджи Рус» |
| Объекты, функционирование которых планируется на розничных рынках электроэнергии (мощности) | | | |
| Махачкалинская ВЭС | 12,5 | 2023 | ООО «Махачкалинская ВЭС» |
| Самурская МГЭС-11 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Самурская МГЭС-12 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Самурская МГЭС-13 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Самурская МГЭС-14 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Самурская МГЭС-15 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Самурская МГЭС-16 | 0,99 | 2024 | ООО «ГидроЭнерджи» |
| Кизлярская СЭС ⁸ | 15 | 2022 | ООО «Электрон» |
| СЭС «Уйташ» | 9 | 2022 | ООО «Электрон» |

⁷ Установленная мощность и год начала поставки мощности для перспективных электростанций, работа которых планируется на ОРЭМ, указаны в соответствии с проектом «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы»

⁸ В соответствии с итогами конкурсного отбора (<http://www.minpromdag.ru/informatsiya/item/1843>) сооружение электростанции планировалось в две очереди (1 и 14 МВт) со сроком начала поставки мощности для первой очереди не позднее 31.12.2021, второй – не позднее 31.12.2022. Т.к. по состоянию на текущий момент продолжается реализация мероприятий по технологическому присоединению станции к электрическим сетям ООО «ДагЭнерЖи», то ввод обеих очередей учтён в 2022 году

5 Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту

Перспективные балансы электрической энергии и мощности по оптимистическому варианту определены в соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республики Дагестан (раздел 2 настоящей Книги) и планируемым мероприятиям по вводам, выводам из эксплуатации и модернизации генерирующего оборудования электростанций (раздел 4 настоящей Книги).

Перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года по оптимистическому варианту представлен в таблице 5.1 и на рисунке 5.1.

Таблица 5.1 – Перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (оптимистический вариант), млрд кВт·ч

| Наименование | 2021 год факт | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|---|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Потребность (потребление электрической энергии) | 7,708 | 7,957 | 8,224 | 8,428 | 8,507 | 8,604 | 8,711 |
| Покрытие (производство электрической энергии) | 4,846 | 4,950 | 5,245 | 5,450 | 5,504 | 5,504 | 5,504 |
| Сальдо перетоков электрической энергии* | 2,862 | 3,007 | 2,979 | 2,978 | 3,003 | 3,100 | 3,207 |

*(-) - выдача электрической энергии, (+) - получение электрической энергии энергосистемой



Рисунок 5.1 – Перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (оптимистический вариант)

Из приведённых данных следует, что перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан складывается с потребностью поставки электроэнергии из смежных энергосистем на весь рассматриваемый период: в среднем в период до 2027 года покрытие спроса на электроэнергию по оптимистическому варианту

будет обеспечиваться на 63,8% за счёт собственной генерации и на 36,2% за счёт внешних перетоков.

Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года по оптимистическому варианту представлен в таблице 5.2 и на рисунке 5.2.

Таблица 5.2 – Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (оптимистический вариант)

| Наименование | 2021 год факт | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год |
|---|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Потребность (собственный максимум) | 1435,00 | 1473,00 | 1531,00 | 1555,00 | 1574,00 | 1592,00 | 1612,00 |
| Покрытие (установленная мощность), в том числе: | 1905,10 | 1944,13 | 2056,53 | 2151,47 | 2180,47 | 2205,47 | 2230,47 |
| ГЭС | 1886,10 | 1886,13 | 1886,13 | 1921,07 | 1950,07 | 1975,07 | 2000,07 |
| ТЭС | 18,00 | 18,00 | 18,00 | 18,00 | 18,00 | 18,00 | 18,00 |
| ВЭС, СЭС | 1,00 | 40,00 | 152,40 | 212,40 | 212,40 | 212,40 | 212,40 |



Рисунок 5.2 – Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (оптимистический вариант)

Из приведённых выше данных видно, что перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан по оптимистическому варианту складывается с избытком на весь рассматриваемый период.

6 Формирование предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан по оптимистическому варианту

6.1 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше в рамках технических условий на технологическое присоединение крупных потребителей и генерирующих объектов

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг. в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение в рамках оптимистического варианта, идентичен аналогичному перечню по базовому варианту и представлен в разделе 7.1 Тома 2 Книги 1 настоящего Отчёта.

6.2 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше, предусмотренный утверждёнными инвестиционными программами электросетевых компаний

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг. согласно утверждённой инвестиционной программе ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы⁹ и учитываемых в рамках оптимистического варианта, соответствует базовому варианту и представлен в разделе 7.2 Тома 2 Книги 1 настоящего Отчёта.

6.3 Анализ результатов расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан на период 2023-2027 годов

Расчеты электроэнергетических режимов произведены с целью анализа пропускной способности электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан в соответствии с требованиями:

ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем нормы и требования»;

ГОСТ Р 58058–2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования»;

ГОСТ Р 57382–2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

Расчеты электрических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на этапах 2023–2027 годов произведены для следующих расчетных периодов:

– периоды зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 14°С (далее – зима макс 0,92 и зима мин 0,92);

⁹ Приказ Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022 – 2026 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2016 – 2022 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 30.12.2016 № 1470, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 32@»

- периоды зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670–2019 – плюс 10°C (далее – зима макс сред. и зима мин сред.);
- период летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 35°C (далее – лето макс 0,98);
- периоды летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной) и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 25°C (далее – лето макс сред. (дневной) и лето мин сред.);
- период паводка – при температуре наружного воздуха – плюс 14°C (далее – паводок).

Дополнительно рассмотрены:

- вечерний период летних максимальных нагрузок рабочего дня нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 25°C (далее – лето макс сред. (вечерний));
- период осенних максимальных нагрузок рабочего дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха сентября – плюс 14°C (далее – осень макс);

При исследовании рассмотрены следующие режимы:

- нормальный режим (нормальной схема);
- послеаварийный режим (нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения));
- нормальный режим (единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме));
- послеаварийный режим (нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения));
- нормальный режим (двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме)).

Последние два буллита рассмотрены для 4-х периодов: «лето макс сред. (дневной)», «лето макс сред. (вечерний)», «лето мин сред.» и для периода «паводка».

Расчетные модели учитывают развитие энергосистемы Республики Дагестан, предусмотренное СиПР ЕЭС 2022–2028 гг., а также заявки на ТП потребителей. Перечень мероприятий, обуславливающих развитие, указан в разделах 2, 3, 4 настоящего Отчёта.

Потокораспределение в исходных расчетных моделях базового варианта развития представлено на рисунках П1.1 – П1.56 в Приложении 1 Тома 3 Книги 2 настоящего Отчёта.

6.3.1 Анализ уровней напряжения в рамках оптимистического варианта развития

Анализ результатов расчетов режимов электрической сети 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан выявил недопустимое снижение напряжений в электрической сети 110 кВ ниже минимального аварийно-допустимого (84,7 кВ) и соответственно ниже минимального длительно допустимого напряжения (88,55 кВ) при отключении АТ1

ПС 330 кВ Дербент и АТ2 ПС 330 кВ Дербент (таблица 6.3.1.1). На других объектах электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан и при других нормативных возмущениях в сети напряжения находятся в пределах значений, допустимых для оборудования, а также в пределах длительно допустимых уровней по критерию обеспечения устойчивости нагрузки потребителей и обеспечения нормативных запасов устойчивости нагрузки иных потребителей.

Максимальное снижение выявлено на ПС 110 кВ Курах в период паводка нагрузок 2027 года, при этом напряжение составило 80,8 кВ.

Включение БСК-1 на ПС 330 кВ Дербент в нормальной схеме позволяет повысить уровень напряжения на ПС 110 кВ Курах до 83,6. Включение БСК-2 на ПС 330 кВ Дербент и увеличение коэффициентов трансформации АТ-1 и АТ-2 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме позволяет повысить уровень напряжения на ПС 110 кВ Курах, но указанных схемно-режимных мероприятий недостаточно, напряжение на ПС 110 кВ Курах не превышает 86,4 кВ.

В целях предотвращения недопустимого снижения напряжения рекомендуется исключить проведение ремонтов АТ-1 ПС 330 кВ Дербент и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент в периоды паводка начиная с 2025 года.

При этом в целях предотвращения недопустимого снижения напряжения и соответственно обеспечения условий для проведения ремонта в период паводка на этапе 2025 – 2027 годов рекомендуется изменение схемы электроснабжения отдельных подстанций Южного энергорайона энергосистемы Республики Дагестан, включив транзит 110 кВ с Азербайджанской Республикой (по ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская). Включение транзита позволяет перевести нагрузку потребителей энергосистемы Республики Дагестан до 20 МВт на энергосистему Азербайджанской Республики в период паводка.

Таблица 6.3.1.1 – Минимальные расчетные напряжения в электрической сети 110 кВ энергосистемы Республики Дагестан в период 2023 – 2027 годов

| Контролируемый элемент | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2022 год | | 2023 год | | 2024 год | | 2025 год | | 2026 год | | | 2027 год | | |
|---|-----------------------|-----------------------|-------------------------|---------|-------------------------|---------|-------------------------|---------|-------------------------|---------|-------------------------|-------------------------------------|---------|-------------------------|-------------------------------------|---------|
| | | | Зимний максимум 0,92 | Паводок | Зимний максимум 0,92 | Паводок | Зимний максимум 0,92 | Паводок | Зимний максимум 0,92 | Паводок | Зимний максимум 0,92 | Летний максимум (сред.) вечерний | Паводок | Зимний максимум 0,92 | Летний максимум (сред.) вечерний | Паводок |
| ПС 110 кВ Оружба | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,4 | >88,5 | 87,2 | >88,5 | 86,1 | >88,5 | >88,5 | 84,8 | >88,5 | >88,5 | 83,3 |
| ПС 110 кВ Тагиркент | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,1 | >88,5 | 86,8 | >88,5 | 85,5 | >88,5 | >88,5 | 84,3 | >88,5 | >88,5 | 82,7 |
| ПС 110 кВ Морская | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,4 | >88,5 | 86,1 | >88,5 | 84,7 | >88,5 | >88,5 | 83,7 | >88,5 | 88,2 | 82 |
| ПС 110 кВ Магарамкент: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88,2 | >88,5 | 87,2 | >88,5 | 85,7 | >88,5 | 84,5 | >88,5 | >88,5 | 83,4 | >88,5 | 88,1 | 81,6 |
| ПС 110 кВ Магарамкент: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88,2 | >88,5 | 87,2 | >88,5 | 85,7 | >88,5 | 84,5 | >88,5 | >88,5 | 83,4 | >88,5 | 88,1 | 81,7 |
| ПС 110 кВ Заречная | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88 | >88,5 | 86,8 | >88,5 | 85,5 | >88,5 | 84,2 | >88,5 | >88,5 | 82,9 | >88,5 | 87,8 | 81,1 |
| ПС 110 кВ Усучай | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88 | >88,5 | 86,7 | >88,5 | 85,5 | >88,5 | 84,2 | >88,5 | >88,5 | 82,8 | >88,5 | 87,8 | 81,1 |
| ПС 110 кВ Ахты | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88,1 | >88,5 | 87 | >88,5 | 85,5 | >88,5 | 84,3 | >88,5 | >88,5 | 82,7 | >88,5 | 88,1 | 81,1 |
| ПС 110 кВ Курах | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 87,4 | >88,5 | 86,3 | >88,5 | 84,7 | >88,5 | 83,6 | >88,5 | 88 | 82,4 | >88,5 | 87,2 | 80,5 |
| ПС 110 Капир | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 87,7 | >88,5 | 86,8 | >88,5 | 85,5 | >88,5 | 84,3 | >88,5 | >88,5 | 83 | >88,5 | 87,6 | 81,2 |
| ПС 110 кВ Касумкент | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | 88,3 | >88,5 | 87,3 | >88,5 | 86 | >88,5 | 84,7 | >88,5 | >88,5 | 83,5 | >88,5 | 88,2 | 82 |
| ПС 110 кВ Советская | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,3 | >88,5 | 87 | >88,5 | 85,8 | >88,5 | >88,5 | 84,5 | >88,5 | >88,5 | 83,1 |
| ПС 110 кВ Белиджи: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,5 | >88,5 | >88,5 | 86,3 | >88,5 | >88,5 | 84,7 |
| ПС 110 кВ Белиджи: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,7 | >88,5 | 86,5 | >88,5 | >88,5 | 85,2 | >88,5 | >88,5 | 83,6 |
| ПС 110 кВ Араблинка: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,5 | >88,5 | >88,5 | 86,1 |
| ПС 110 кВ Самур: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,3 | >88,5 | >88,5 | 87,1 | >88,5 | >88,5 | 85,5 |
| ПС 110 кВ Самур: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,3 | >88,5 | >88,5 | 87,1 | >88,5 | >88,5 | 85,6 |
| ПС 110 кВ Араблинка: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,4 | >88,5 | >88,5 | 87,3 | >88,5 | >88,5 | 85,9 |
| ПС 110 кВ Дербент-Тяговая: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88 | >88,5 | >88,5 | 86,4 |
| ПС 110 кВ Дербент-Тяговая: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,7 | >88,5 | >88,5 | 86,5 |
| ПС 110 кВ Мамедкала: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,7 |
| ПС 110 кВ Огни: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,7 |
| ПС 110 кВ Геджух: 1СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88 | >88,5 | >88,5 | 86,7 |
| ПС 110 кВ Геджух: 2СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,9 | >88,5 | >88,5 | 86,4 |
| ПС 110 кВ Дербент-Западная: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88 | >88,5 | >88,5 | 86,5 |
| ПС 110 кВ Дербент-Западная: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88 | >88,5 | >88,5 | 86,6 |
| ПС 110 кВ Агабалаева | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 87,6 | >88,5 | >88,5 | 86,3 |
| САОН Дербент | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,1 | >88,5 | >88,5 | 86,6 |
| ПС 330 кВ Дербент: 2 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,1 | >88,5 | >88,5 | 86,6 |
| ПС 330 кВ Дербент: 1 СШ 110 кВ | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | >88,5 | 88,1 | >88,5 | >88,5 | 86,6 |

6.3.2 Анализ токовой нагрузки электросетевых элементов в рамках оптимистического варианта развития

В настоящем разделе представлен анализ токовой нагрузки электросетевых элементов с учётом выполнения схемно-режимных мероприятий, представленных выше в разделе 6.3.1.

Электросетевые элементы, загрузка которых превышает ДДТН, с указанием токовой загрузки (% от ДДТН) и нормативных возмущений представлены в таблицах 6.3.2.1-6.3.2.4.

Таблица 6.3.2.1 – Токовая нагрузка электросетевых элементов, нагрузка которых превышает ДДТН (% от ДДТН) в исходной схеме сети. Часть 1

| Контролируемый элемент | Идтн, А | Идтн, А | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2023 год | | | | | | | 2024 год | | | | | | | 2025 год | | | | | | | |
|---|---------|---------|---|-----------------------|------------------------------------|----------------|----------------|--------------------------|---------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|--------------------------|---------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|--------------------------|---------------------------|---------|------------|-------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред (дневной) | лето макс сред (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред (дневной) | лето макс сред (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред (дневной) | лето макс сред (вечерний) | паводок | осень макс | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-136) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Каскад Чириотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | | 106,2 | 96,9 | 121,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 107,8 | 97,9 | 122,55 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,4 | 99 | 123,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | 100,8 | <100 | 111,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 102,3 | <100 | 111,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 103,9 | <100 | 112,6 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | Каскад Чириотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | 144 | 131,6 | 162,5 | 112,7 | 119,2 | 101,4 | 117,6 | 146,4 | 133 | 163,6 | 113,7 | 120,3 | 102,3 | 118,6 | 148,85 | 134,5 | 164,8 | 114,8 | 122,6 | 103,2 |
| 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чириот – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 581 | 600 | Каскад Чириотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | 148,7 | 135,7 | 173 | 119,3 | 126,3 | 107,5 | 124,9 | 151,2 | 137,2 | 174,3 | 120,4 | 127,5 | 108,5 | 126 | 153,7 | 138,7 | 175,6 | 121,6 | 128,8 | 109,5 | 127,2 | |
| | 396 | 477 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | 105,4 | <100 | 121,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 107 | <100 | 122,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 108,6 | <100 | 123,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайкой на ПС Бабаюрт (ВЛ-110-140) (уч. от Акташ до отп. на ПС Бабаюрт) | 503,6 | 599 | ВЛ 110 кВ Каскад Чириотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | | 110,9 | 100,9 | 132,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | 112,5 | 102 | 133,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,2 | 103,2 | 134,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) | | 117,2 | <100 | 146,2 | <100 | 96,3 | <100 | 98,8 | 120,5 | 100,2 | 146,3 | <100 | 97,8 | <100 | 100,2 | 123,9 | 101,7 | 146,4 | <100 | 99,3 | <100 | 101,7 | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 581 | 600 | | | ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ | | 118,6 | 99,2 | 146,8 | <100 | 96,3 | <100 | 98,9 | 122,1 | 100,7 | 146,8 | <100 | 97,8 | <100 | 100,3 | 125,6 | 102,2 | 146,9 | <100 | 99,3 | <100 |
| 449 | 541 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) | 510 | 600 | ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ | | 108,4 | <100 | 123,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | 111,2 | <100 | 123,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,1 | <100 | 123,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 570,2 | 600 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками на ПС Бабаюрт (ВЛ-110-140) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 570,2 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками на ПС Бабаюрт (ВЛ-110-140) | | 102 | <100 | 125,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 104,8 | <100 | 127,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 107,7 | <100 | 129,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 290 | 350 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 290 | 350 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 426 | 512 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками на ПС Бабаюрт (ВЛ-110-140) | | 106,2 | <100 | 122,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109 | <100 | 124,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | 111,9 | <100 | 126,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 514 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 514 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 233 | 281 | ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | | 120,2 | <100 | 103,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 120,7 | <100 | 104,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 121,3 | <100 | 106,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) | 305 | 366 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 233 | 281 | ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | | 113,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн, А | Идтн, А | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2023 год | | | | | | | 2024 год | | | | | | | 2025 год | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------|---------|---|-----------------------|--|----------------|---|---------------------------|--|---------|---|------------------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | 101,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 101,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 103,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 400 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Оружба - Тагиркент | 290 | 350 | | | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 426 | 512 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Тагиркент до отпайки на ПС Морская) | 233 | 281 | | | | | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | 109,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 110,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 111,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 305 | 366 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Магарамкент до отпайки на ПС Морская) | 233 | 281 | | | | | | | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | 107,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 108,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 305 | 366 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | 449 | 541 | Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | | | | | | | 146,9 | 134,3 | 162,9 | 115,1 | 121,6 | 106,2 | 119,4 | 149,3 | 135,7 | 164,4 | 116,1 | 122,7 | 107 | 120,4 | 151,7 | 137,1 | 166 | 117,1 | 123,8 | 107,9 | 121,4 | | |
| | 510 | 612 | | | | | | | | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | ПС 330 кВ Чирюот: 1СШ-110 кВ | 104 | <100 | 117,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 105,4 | <100 | 118,2 | <100 | <100 | <100 | 106,9 | <100 | 119,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 570 | 683 | | | | | | | | | | | 110,9 | 98,1 | 118,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 113,1 | 99,3 | 119,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 115,3 | 100,5 | 121 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 587 | 704 | | | ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) | | | | | | | | 106,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 110,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 115,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 658 | 791 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 396 | 477 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Чирюот – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | | 111,2 | 102,3 | | | | | 132,9 | <100 | 103,2 | <100 | <100 | 112,9 | 103,4 | 134,2 | <100 | 103,2 | <100 | <100 | 114,6 | 104,5 | 135,5 | <100 | 103,2 | <100 | <100 | | | | |
| | 450 | 540 | | | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | | | | | <100 | <100 | 116,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | 100,9 | <100 | 117,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 102,4 | <100 | 118,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | | |
| | 450 | 540 | | | | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | | | | <100 | <100 | 117,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 118,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 119,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ | | 149,3 | 130,5 | 172,2 | 118,5 | 131,9 | 108,2 | 125,7 | 153,6 | 132,2 | 174,3 | 119,8 | 131,9 | 109,3 | 127,1 | 157,8 | 133,9 | 176,4 | 121,1 | 131,9 | 110,4 | 128,4 |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Рассвет до ПС 110 кВ Изберг-Северная) | 396 | 477 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн, А | Идтн, А | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2023 год | | | | | | | 2024 год | | | | | | | 2025 год | | | | | | | | | |
|---|---------|---------|---|-----------------------|--|------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|-------|-------|-------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отпайки на ПС 110 кВ Аврора до отп. на ПС 110 кВ Рассвет) | 396 | 477 | | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отпайки на ПС 110 кВ Насосная-2 до отп. на ПС 110 кВ Аврора) | 396 | 477 | | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 621 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Насосная-2) | 396 | 477 | | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 621 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (уч. от отп. на ПС 110 кВ Очистные Сооружения до Каспийской ТЭЦ) | 449 | 541 | ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Уйташ-1) | | <100 | <100 | 125,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 129,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 377 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 377 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 388 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) | 449 | 541 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | | 113,0 | <100 | 114,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,6 | <100 | 115,7 | <100 | <100 | <100 | 116,2 | <100 | 116,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 510 | 600 | | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 103,8 | <100 | 104,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | 114,6 | <100 | 115,7 | <100 | <100 | <100 | 106,8 | <100 | 106,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | |
| | 570 | 600 | | | | Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | 160,1 | 133,5 | 160,9 | 113,9 | 120,4 | 105,1 | 118,2 | 162,7 | 134,9 | 162,4 | 114,9 | 121,5 | 106,0 | 119,2 | 165,3 | 136,4 | 164,0 | 115,9 | 122,6 | 106,8 | 120,2 | |
| | 570 | 600 | | | | | 120,5 | <100 | 116,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | 122,9 | <100 | 117,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 125,4 | <100 | 119,0 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 587 | 600 | | | | | ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ | 109,7 | 112,4 | 136,1 | <100 | 101,5 | <100 | <100 | 111,0 | 113,6 | 137,4 | <100 | 102,4 | <100 | 100,7 | 112,3 | 114,8 | 138,7 | <100 | 103,4 | <100 | 101,5 |
| | 600 | 600 | | | | | | 128,8 | 105,3 | 111,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 131,2 | 107,0 | 113,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 133,5 | 108,6 | 115,4 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) | 537 | 647 | Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | | 109,7 | 112,4 | 136,1 | <100 | 101,5 | <100 | <100 | 111,0 | 113,6 | 137,4 | <100 | 102,4 | <100 | 100,7 | 112,3 | 114,8 | 138,7 | <100 | 103,4 | <100 | 101,5 | | |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 702 | 842 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) | 537 | 647 | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) | | 128,8 | 105,3 | 111,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 131,2 | 107,0 | 113,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 133,5 | 108,6 | 115,4 | <100 | <100 | <100 | | | | |
| | 610 | 732 | | | ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ | 148,7 | 126,4 | 123,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 152,3 | 128,6 | 125,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 155,9 | 130,8 | 127,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | | |
| | 682 | 817 | | | | 129,0 | 105,5 | 112,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 131,4 | 107,2 | 113,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 133,7 | 108,8 | 115,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | | |
| | 682 | 817 | | | | ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ | 153,6 | 124,8 | 132,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 157,2 | 127,0 | 134,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 160,8 | 129,2 | 137,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 702 | 842 | | | | | 129,0 | 105,5 | 112,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 131,4 | 107,2 | 113,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 133,7 | 108,8 | 115,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 787 | 946 | | | | | 153,6 | 124,8 | 132,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 157,2 | 127,0 | 134,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 160,8 | 129,2 | 137,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| 787 | 946 | 153,6 | 124,8 | 132,8 | | | <100 | <100 | <100 | <100 | 157,2 | 127,0 | 134,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 160,8 | 129,2 | 137,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн, А | Иадтн, А | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2023 год | | | | | | | 2024 год | | | | | | | 2025 год | | | | | | |
|--|---------|----------|---|-----------------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох) | 343 | 413 | ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) | | 105,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 390 | 468 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 390 | 468 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 436 | 523 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 436 | 523 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 449 | 538 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 503 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 396 | 477 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 504 | 603 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 504 | 603 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 518 | 621 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 698 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 101,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 103 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 369 | 442 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 369 | 442 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 426 | 512 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 6.3.2.2 – Токовая нагрузка электросетевых элементов, нагрузка которых превышает ДДТН (% от ДДТН) в исходной схеме сети. Часть 2

| Контролируемый элемент | Идтн | Иадтн | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2026 год | | | | | | | 2027 год | | | | | | | | | | | | |
|--|--|---|--|--|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|------------------|----------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|-------|------|------|------|------|------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-136) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | | 111 | 100,1 | 124,05 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 112,6 | 101,2 | 124,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ВЛ 110 кВ Акташ – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-136) | 503,6 | 599 | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | 105,5 | <100 | 113,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 107,1 | <100 | 114 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 581 | 600 | Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | - | 151,2 | 136 | 166 | 115,8 | 122 | 104,1 | 120,8 | 153,7 | 137,5 | 167,2 | 116,9 | 123,8 | 105 | 121,9 | | | | | | |
| | 396 | 477 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 518 | 600 | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | 110,2 | <100 | 124,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 111,9 | <100 | 125,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) (уч. от Акташ до отп.) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) | | 127,3 | 103,2 | 146,5 | <100 | 100,8 | <100 | 103,1 | 130,7 | 104,7 | 146,6 | <100 | 102,3 | <100 | 104,6 | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) (уч. от Акташ до отп.) | 503,6 | 599 | ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ | - | 129,1 | 103,7 | 146,9 | <100 | 100,8 | <100 | 103,2 | 132,7 | 105,3 | 147 | <100 | 102,3 | <100 | 104,7 | | | | | |
| | | 503,6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) | 581 | 600 | ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ | - | 117 | <100 | 123,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | 134,8 | <100 | 131,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | | | | | | |
| | 449 | 541 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 570,2 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 570,2 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | 600 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн | Иадтн | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2026 год | | | | | | 2027 год | | | | | | | | |
|--|------|------------------------------|---|-----------------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | |
| ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) | - | 110,5 | <100 | 131 | <100 | <100 | <100 | <100 | 113,4 | <100 | 133 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 290 | 350 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 290 | 350 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) | 426 | 512 | ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) | - | 114,8 | <100 | 128,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 117,7 | <100 | 130,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 396 | 477 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 514 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 514 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | 518 | 600 | ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | | 121,9 | <100 | 108,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 122,5 | <100 | 110 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 233 | 281 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) | 296 | 355 | ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | | 115,3 | <100 | 100,6 | <100 | <100 | <100 | <100 | 115,9 | <100 | 102,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 305 | 366 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 233 | 281 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | 296 | 355 | ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба | | 102,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 103,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 296 | 355 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 305 | 366 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 290 | 350 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Оружба - Тагиркент | 330 | 396 | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 426 | 512 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 400 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Тагиркент до отпайки на ПС Морская) | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | 111,25 | <100 | 104,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 111,8 | <100 | 105,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 365 | 438 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Магарамкент до отпайки на ПС Морская) | 426 | 512 | ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) | | 109,1 | <100 | 100,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,7 | <100 | 101 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 233 | 281 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 265 | 318 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 293 | 351 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | 305 | 366 | Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | - | 154,1 | 138,5 | 167,5 | 118,1 | 124,9 | 108,7 | 122,4 | 156,5 | 140 | 169,1 | 119,2 | 126 | 109,6 | 123,5 | |
| | 342 | 411 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 449 | 541 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 510 | 612 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | - | 108,3 | <100 | 120,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,8 | <100 | 121,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 510 | 612 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 582 | 699 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 582 | 699 | ПС 330 кВ Чирюот: 1СШ-110 кВ | - | 117,5 | 101,7 | 122,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 119,8 | 102,9 | 123,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| 587 | 704 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 658 | 791 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн | Иадтн | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2026 год | | | | | | | 2027 год | | | | | | |
|---|-------|-------|---|-----------------------|---------------------|--------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|---------------------|--------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах | | 119,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 123,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | - | 116,3 | <100 | 136,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | 118,0 | 106,7 | 138,1 | <100 | 103,2 | <100 | 101 |
| | 450 | 540 | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | 103,9 | <100 | 119,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 105,4 | <100 | 120,8 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 450 | 540 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | | 101,1 | <100 | 120,9 | <100 | <100 | <100 | <100 | 102,5 | <100 | 122,0 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 503.6 | 599 | ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ | | 162,1 | 135,6 | 178,5 | 122,4 | 131,9 | 111,5 | 129,8 | 166,3 | 137,3 | 180,6 | 123,7 | 131,9 | 112,6 | 131,1 |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Рассвет до ПС 110 кВ Изберг-Северная) | 396 | 477 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отпайки на ПС 110 кВ Аврора до отп. на ПС 110 кВ Рассвет) | 396 | 477 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от отпайки на ПС 110 кВ Насосная-2 до отп. на ПС 110 кВ Аврора) | 396 | 477 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Насосная-2) | 396 | 477 | ПС 330 кВ Дербент АТ2 | ПС 330 кВ Дербент АТ1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (уч. от отп. на ПС 110 кВ Очистные Сооружения до Каспийской ТЭЦ) | 449 | 541 | ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Уйташ-1) | | <100 | <100 | 131,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 133 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 377 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 377 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 388 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 400 | 400 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) | 449 | 541 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | - | 117,7 | <100 | 117,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | 119,3 | <100 | 118,7 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 510 | 600 | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | | 108,3 | <100 | 107,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 109,8 | <100 | 108,1 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 510 | 600 | Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | 167,8 | 137,8 | 165,5 | 116,9 | 123,6 | 107,7 | 121,2 | 170,4 | 139,2 | 167,0 | 117,9 | 124,7 | 108,5 | 122,2 |
| | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 570 | 600 | ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ | | 127,8 | 100,8 | 120,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | 130,2 | 102,0 | 121,3 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Идтн | Иадтн | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | 2026 год | | | | | | | 2027 год | | | | | | |
|--|-------|-------|---|-----------------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|
| | | | | | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | «зима макс 0,92» | зима макс сред | лето макс 0,98 | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) | 537 | 647 | Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | | 113,5 | 116,0 | 140,0 | <100 | 104,3 | <100 | 102,4 | 114,8 | 117,2 | 141,3 | <100 | 105,2 | <100 | 103,2 |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 702 | 842 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 787 | 946 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) | 537 | 647 | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) | | 135,9 | 110,3 | 117,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 138,2 | 111,9 | 118,9 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ | | 159,4 | 133,0 | 129,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | 163,0 | 135,2 | 131,6 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 702 | 842 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 787 | 946 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) | 537 | 647 | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) | | 136,1 | 110,5 | 117,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | 138,4 | 112,1 | 119,1 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 610 | 732 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 682 | 817 | ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ | | 164,3 | 131,3 | 139,2 | <100 | <100 | <100 | <100 | 167,9 | 133,5 | 141,3 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 682 | 817 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 702 | 842 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 787 | 946 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлук (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлук до ПС 110 кВ Тлох) | 343 | 413 | ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) | | 111 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 115,3 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 390 | 468 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 390 | 468 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 436 | 523 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 436 | 523 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 449 | 538 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 503 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлук (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлук до ПС 110 кВ Хунзах) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) | | 101,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 105,1 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 504 | 603 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 504 | 603 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 621 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 698 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) | 396 | 477 | ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлук (ВЛ-110-159) | | 103,5 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 105,4 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) | 290 | 350 | ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) | | 104,8 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | 106,7 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 | <100 |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 330 | 396 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 369 | 442 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 369 | 442 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 380 | 455 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 426 | 512 | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 6.3.2.3 – Токовая нагрузка электросетевых элементов, нагрузка которых превышает ДДТН (% от ДДТН) в исходной схеме сети. Часть 3

| Контролируемый элемент | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | Идтн | Иадтн | 2023 год | | | | 2024 год | | | | 2025 год | | | |
|--|--|---------------------------------------|-------|-------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|---------------------------------|----------------------------------|---------|------------|
| | | | | | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | 396 | 477 | 132,5 | 141,1 | 121,0 | 141,1 | 134,0 | 142,8 | 122,3 | 142,6 | 135,6 | 144,4 | 123,6 | 144,2 |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | 503.6 | 599 | 125,8 | 134,0 | 114,9 | 133,8 | 127,2 | 135,5 | 116,1 | 135,2 | 128,7 | 137,1 | 117,3 | 136,7 |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | |
| | | | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | Идтн | Иадтн | 2023 год | | | | 2024 год | | | | 2025 год | | | | | |
|---|--|---|---|-------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|-------|-----|
| | | | | | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 449 | 541 | 123,8 | 131,6 | 113,0 | 132,1 | 125,3 | 133,2 | 114,3 | 133,6 | 126,8 | 134,8 | 115,5 | 135,1 | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 115,2 | 121,9 | 106,6 | 120,9 | 116,3 | 123,1 | 107,6 | 122,1 | 117,4 | 124,3 | 108,5 | 123,2 | | |
| | | | 510 | 612 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 510 | 612 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | | 570 | 683 | 110,8 | 117,4 | 102,6 | 116,0 | 111,8 | 118,5 | 103,5 | 117,0 | 112,9 | 119,6 | 104,4 | 118,1 | |
| | | | | 587 | 704 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 658 | 791 | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | 396 | 477 | 135 | 144 | 123 | 142 | 136 | 140 | 124 | 143 | 138 | 143 | 125 | 145 | | |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | |
| | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | | 450 | 540 | 130 | 137 | 118 | 135 | 131 | 138 | 119 | 136 | 132 | 139 | 119 | 137 | |
| | | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | |
| | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | 503.6 | 599 | 126 | 133 | 113 | 130 | 127 | 134 | 114 | 131 | 128 | 135 | 114 | 132 | |
| | | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 104 | 110 | <100 | 107 | 105 | 111 | <100 | 108 | 106 | 112 | <100 | 109 | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | 570 | 600 | 105 | 110 | <100 | 108 | 105 | 111 | <100 | 109 | 106 | 112 | <100 | 110 | |
| | | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 115 | 121 | 106 | 120 | 116 | 122 | 107 | 121 | 116 | 123 | 107 | 122 | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | | | 570 | 600 | 111 | 117 | <100 | 115 | 111 | 118 | <100 | 116 | 112 | 119 | 103 | 117 |
| | | | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 396 | 477 | 125 | 132 | 113 | 131 | 125 | 133 | 114 | 132 | 126 | 134 | 115 | 132 | | |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | 450 | 540 | 118 | 124 | 107 | 123 | 118 | 125 | 108 | 124 | 119 | 126 | 108 | 125 | | |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | 503.6 | 599 | 118 | 125 | 107 | 123 | 119 | 126 | 108 | 124 | 119 | 126 | 109 | 125 | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 581 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 449 | 541 | 128,2 | 136,4 | 116,8 | 136,5 | 129,7 | 138,0 | 118,0 | 138,0 | 118,0 | 138,0 | 118,0 | 138,0 | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 587 | 600 | | | | | | | | | | | | | | |
| 600 | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 6.3.2.4 – Токовая загрузка электросетевых элементов, нагрузка которых превышает ДДТН (% от ДДТН) в исходной схеме сети. Часть 4

| Контролируемый элемент | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | Идтн | Иадтн | 2026 год | | | | 2027 год | | | |
|---|--|---|-------|-------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|
| | | | | | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паводок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | 396 | 477 | 137,1 | 146,1 | 124,9 | 145,7 | 138,6 | 147,7 | 126,2 | 147,2 |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) | | | 503.6 | 599 | 130,1 | 138,6 | 118,5 | 138,1 | 131,5 | 140,1 | 119,7 | 139,5 |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 581 | 600 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 449 | 541 | 128,2 | 136,4 | 116,8 | 136,5 | 129,7 | 138,0 | 118,0 | 138,0 |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 587 | 600 | | | | | | | | |
| 600 | 600 | | | | | | | | | | | |

| Контролируемый элемент | Отключаемый элемент 1 | Отключаемый элемент 2 | Идтн | Иадтн | 2026 год | | | | 2027 год | | | |
|--|--|--|-------|-------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|---------------------------|----------------------------|---------|------------|
| | | | | | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паволок | осень макс | лето макс сред. (дневной) | лето макс сред. (вечерний) | паволок | осень макс |
| ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Чириорт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 118,5 | 125,5 | 109,5 | 124,4 | 119,6 | 126,7 | 110,4 | 125,5 |
| | | | 510 | 612 | | | | | | | | |
| | | | 510 | 612 | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | 570 | 683 | 113,9 | 120,7 | 105,2 | 119,1 | 114,9 | 121,8 | 106,1 | 120,1 |
| | | | 570 | 683 | | | | | | | | |
| | | | 587 | 704 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | ВЛ 110 кВ Чириорт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) | 396 | 477 | 139 | 146 | 126 | 146 | 140 | 149 | 127 | 148 |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | 503.6 | 599 | 133 | 140 | 120 | 138 | 133 | 141 | 121 | 139 |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | |
| | | | 518 | 600 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | 581 | 600 | 132 | 139 | 119 | 136 | 133 | 140 | 120 | 136 | | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | |
| | 581 | 600 | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | ВЛ 110 кВ Чириорт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 107 | 112 | <100 | 110 | 107 | 113 | <100 | 110 |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | 570 | 600 | 107 | 112 | <100 | 110 | 107 | 113 | <100 | 111 |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 587 | 600 | 112 | 118 | <100 | 115 | 112 | 119 | <100 | 115 | | |
| | 600 | 600 | | | | | | | | | | |
| | 600 | 600 | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) | ВЛ 110 кВ Чириорт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 449 | 541 | 117 | 124 | 108 | 122 | 118 | 125 | 109 | 123 |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 510 | 600 | | | | | | | | |
| | | | 570 | 600 | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | 570 | 600 | 113 | 119 | 104 | 117 | 113 | 120 | 105 | 118 |
| | | | 587 | 600 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Чириорт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135) | ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 396 | 477 | 127 | 135 | 116 | 133 | 128 | 136 | 116 | 134 |
| | | | 450 | 540 | | | | | | | | |
| | | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | 450 | 540 | 120 | 127 | 109 | 126 | 121 | 128 | 110 | 127 |
| | | | 503.6 | 599 | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 503.6 | 599 | 120 | 127 | 109 | 126 | 121 | 128 | 110 | 127 | |
| | | 518 | 600 | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | ВЛ 110 кВ Каскад Чириортских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106) | 581 | 600 | 113 | 120 | 0 | 119 | 114 | 121 | 104 | 119 | |
| | | 581 | 600 | | | | | | | | | |

ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиюрт-Тяговая (ВЛ-110-136)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении в нормальной схеме:

- Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);
- ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199).

Превышение АДТН выявлено при отключении в нормальной схеме:

- Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 662А (167,2% от Идтн) (Рисунок П1.1 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводка» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 540А (105% от Идтн) (Рисунок П1.2 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «летний макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 557А (123,8% от Идтн) (Рисунок П1.3 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осенний макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 596А (121,9% от Идтн) (Рисунок П1.4 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зимний макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 712А (137,5% от Идтн) (Рисунок П1.5 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 892А (153,7% от Идтн) (Рисунок П1.6 Том 3 Книга 2).

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) с воздействиями на ОН-1 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)) и ОН-2 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) и ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)) достаточно для ликвидации превышения АДТН (Рисунок П1.7 Том 3 Книга 2).

Наибольшая перегрузка выявлена в период «лето макс 0,98» 2027 года при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме. Для включения потребителей, отключенных действием АОПО необходимо в послеаварийной схеме выполнить следующие схемно-режимные мероприятия по переводу нагрузки потребителей на энергосистемы (Рисунок П1.8 Том 3 Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 96,9 МВт:
 - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
 - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
 - отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
 - отключить ШОВ-110 и В-140 на ПС 110 кВ Бабаюрт;
 - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 17 МВт:
 - отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2;
 - включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2.

При переводе нагрузки на энергосистему Чеченской Республики в объеме более 30 МВт возникают недопустимые перегрузы сетевых элементов энергосистемы Чеченской Республики. Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области в рассматриваемых режимах необходимо учесть возможность перевода нагрузки на центры питания энергосистемы Чеченской Республики в объеме, не превышающим 30 МВт.

Переподключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также перекоммутация ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2), при этом объем переводимой нагрузки составит 64 МВт – это 30 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 17 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 17 МВт на энергосистему Ставропольского края.

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ согласно таблицам 6.3.1.3 и 6.3.1.4. Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Максимальная величина нагрузки выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в 2027 году. Данная перегрузка будет ликвидирована действиями существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) (Рисунок П1.10 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в летние периоды (кроме «лето макс 0,98») и в период «паводка» необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-1, ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка (Рисунок П1.11 Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 36 МВт – это 16 МВт на энергосистему Ставропольского края, 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 11 МВт на энергосистему Чеченской Республики.

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение

ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) или ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

Решение

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и для ликвидации превышения ДДТН необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий в послеаварийной схеме, в том числе перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики, Ставропольского края и энергосистему Республики Калмыкия.

Изменение нормальной схемы с переподключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН.

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) или ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при следующих возмущениях:

- отключение ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199);
- отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106);
- отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135);
- отключение ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ;

Превышение АДТН выявлено при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 110 кВ Акташ, ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 715А (180,6% от ДДТН) (Рисунок П1.12 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводка» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 579А (112,6% от ДДТН) (Рисунок П1.13 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «летний макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении

ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 593А (131,9% от Иддтн) (Рисунок П1.14 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осенний макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 641А (131,1% от Иддтн) (Рисунок П1.15 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зимний макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 710А (137,3% от Иддтн) (Рисунок П1.16 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 965А (166,3% от Иддтн) (Рисунок П1.17 Том 3 Книга 2).

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) с воздействиями на ОН-1 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)) и ОН-2 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) и ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)) достаточно для ликвидации превышения АДТН (Рисунок П1.18 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН, при переходе в схему ремонта ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ.

При нормативных возмущениях в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) превышение ДДТН и АДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Максимальная величина нагрузки выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в 2027 году. Данная перегрузка будет ликвидирована действиями существующей АОПО ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) (Рисунок П1.19 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей отключенных действием АОПО, необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-1, ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка (Рисунок П1.20 Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 36 МВт – это 16 МВт на энергосистему Ставропольского края, 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 11 МВт на энергосистему Чеченской Республики.

Решение

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН, при переходе в схему ремонта ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ

необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО необходимо выполнить схемно-режимные мероприятия по переводу потребителей энергосистемы Республики Дагестан на смежные энергосистемы. При этом объем переводимой нагрузки составит 36 МВт – это 16 МВт на энергосистему Ставропольского края, 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 11 МВт на энергосистему Чеченской Республики.

ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при следующих возмущениях:

- отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139);
- отключение ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169);
- отключение ВЛ 110 кВ Куруш – Сулевкент;
- отключение ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ.

Превышение АДТН выявлено при следующих возмущениях:

- отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139);
- отключение ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ;
- отключение ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169);
- отключение ВЛ 110 кВ Куруш – Сулевкент.

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период «лето макс 0,98 в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 582А (147% от Иддтн) (Рисунок П1.21 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 770А (132,7% от Иддтн) (Рисунок П1.22 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зимний макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 545А (105,3% от Иддтн) (Рисунок П1.23 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «летний макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 460А (102,3% от Иддтн) (Рисунок П1.24 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осенний макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 641А (131,1% от Иддтн) (Рисунок П1.25 Том 3 Книга 2).

ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) оснащена устройством АОПО с воздействиями на отключение данной ВЛ в случаях с превышением АДТН.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН в схеме ремонта ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в схемах ремонта одного из нижеперечисленных элементов, рекомендуется выполнение схемно-

режимных мероприятий по переводу части нагрузки энергосистемы Республики Дагестан на питание от смежных энергосистем: отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка. При этом объем переводимой нагрузки составит 29 МВт – это 5 МВт на энергосистему Ставропольского края и 24 МВт на энергосистему Республики Калмыкия:

- ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139);
- ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169);
- ВЛ 110 кВ Куруш – Сулевкент.

Решение

В случаях превышения АДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) реализация дополнительных мероприятий не требуется, т.к. данная ВЛ защищена АОПО с воздействиями на отключение.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) рекомендуется выполнение схемно-режимных мероприятий по переводу части нагрузки энергосистемы Республики Дагестан на питание от смежных энергосистем: отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ 110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-1, включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 29 МВт – это 12 МВт на энергосистему Ставропольского края и 17 МВт на энергосистему Республики Калмыкия (Рисунок П1.26 Том 3 Книга 2).

Для обеспечения нахождения параметров в допустимой области, рекомендуется не проводить ремонты ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139), ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169), ВЛ 110 кВ Куруш – Сулевкент в период ПЭВТ и в период зимнего максимума при температуре наиболее холодной пятидневки.

ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140).

Превышение АДТН выявлено при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 588А (131,1% от Иддтн) (Рисунок П1.27 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 809А (134,8% от Иддтн) (Рисунок П1.28 Том 3 Книга 2).

ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) оснащена устройством АОПО с воздействиями на отключение данной ВЛ в случаях с превышением АДТН.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН в схеме ремонта ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ.

Решение

В случаях превышения АДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) реализация дополнительных мероприятий не требуется, т.к. данная ВЛ защищена АОПО с воздействиями на отключение.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) рекомендуется выполнение схемно-режимных мероприятий по переводу части нагрузки энергосистемы Республики Дагестан на питание от смежных энергосистем: отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 16 МВт – это 13 МВт на энергосистему Чеченской Республики и 3 МВт на энергосистему Ставропольского края (Рисунок П1.29 Том 3 Книга 2).

ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024,2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106);
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)
- Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ.

Превышение АДТН выявлено при отключении

- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106);
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);
- Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ.

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 1023А (170,4% от Идтн) (Рисунок П1.6 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 816А (139,2% от Идтн) (Рисунок П1.5 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 750А (167% от Идтн) (Рисунок П1.1 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 636А (124,7% от Идтн) (Рисунок П1.3 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводок» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 632А (108,5% от Идтн) (Рисунок П1.2 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осень макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 677А (122,2% от Идтн) (Рисунок П1.4 Том 3 Книга 2).

ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) защищена установленной АОПО с воздействиями на ОН-1 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)) и ОН-2 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) и ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)). Указанных воздействий достаточно для ликвидации превышения АДТН, возникающих при аварийных отключениях (Рисунок П1.7 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН, при переходе в схему ремонта ПС 330 кВ Чирюот: 1 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 330 кВ Чирюот: 2 СШ 110 кВ.

Наибольшая перегрузка выявлена в период «зима макс 0,92» 2027 года при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме. Для включения потребителей, отключенных действием АОПО необходимо в послеаварийной схеме выполнить следующие схемно-режимные мероприятия по переводу нагрузки потребителей на энергосистемы (Рисунок П1.8 Том 3 Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 96,9 МВт:
 - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
 - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
 - отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
 - отключить ШОВ-110 и В-140 на ПС 110 кВ Бабаюрт;
 - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 17 МВт:
 - отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2;
 - включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2.

При переводе нагрузки на энергосистему Чеченской Республики в объеме более 30 МВт возникают недопустимые перегрузы сетевых элементов энергосистемы Чеченской Республики. Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области в рассматриваемых режимах необходимо учесть возможность перевода нагрузки на центры питания энергосистемы Чеченской Республики в объеме, не превышающим 30 МВт.

Переподключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также перекоммутация ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюотских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации

превышения ДДТН (Рисунок П1.9 Том 3 Книга 2), при этом объем переводимой нагрузки составит 64 МВт – это 30 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 17 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 17 МВт на энергосистему Ставропольского края.

При нормативных возмущениях в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) превышение ДДТН и АДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2). Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Ярыксу – Сулак (ВЛ-110-185) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Максимальная величина нагрузки выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в «лето макс сред. (вечерний)» в 2027 году. Данная перегрузка будет ликвидирована действиями существующей АОПО ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) (Рисунок П1.30 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в летние периоды (кроме «лето макс 0,98») и в период «паводка», необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) (при этом необходимо снизить переток по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур до 30 МВт), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109), отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка (Рисунок П1.31 Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 75 МВт – это 51 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 15 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

Решение

ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) защищена установленной АОПО, воздействий которой достаточно для ликвидации превышения АДТН, возникающих при аварийных отключениях в нормальной и ремонтной схемах.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН, при переходе в схему ремонта ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ.

СРМ для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ описаны выше.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185), возникающих при аварийных отключениях в нормальной и ремонтной схемах рекомендуется выполнять схемно-режимные мероприятия, направленные на перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики, Республики Калмыкия и Ставропольского края.

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение ремонта ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) и ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской

Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2026, 2027 гг. в период «зима макс 0,92». В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. в период «лето макс 0,98» (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) и составила 483А (113,4% от $I_{ддтн}$) (Рисунок П1.32 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2026 г. при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) и составила 386А (133% от $I_{ддтн}$) (Рисунок П1.33 Том 3 Книга 2).

На ПС 110 кВ Кизляр-1 установлена АОПО ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109), действующая на отключение ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), случаях превышения АДТН ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) реализация дополнительных мероприятий не требуется. После срабатывания АОПО сохраняется перегруз ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) сверх ДДТН ($I_{расч}=341А$, $I_{адтн}=350А$) (Рисунок П1.34 Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН необходимо включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка. При этом объем переводимой нагрузки составит 14 МВт на энергосистему Ставропольского края (Рисунок П1.35 Том 3 Книга 2).

Решение

В целях ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) в схемах ремонта рекомендуется выполнять схемно-режимные мероприятия, направленные на отключение ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 14 МВт на энергосистему Ставропольского края.

ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. в период «зима макс 0,92». В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. в период «лето макс 0,98» (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140);

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 548А (130,2% от Иддтн) (Рисунок П1.33 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ и составила 673А (117,7% от Иддтн) (Рисунок П1.32 Том 3 Книга 2).

На ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) АОПО отсутствует, но одновременно с ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) также происходит перегруз сверх АДТН ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139), что приводит в действие АОПО с воздействием на отключение ВЛ. Таким образом, одновременно с ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139), устраняется перегруз с ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) рекомендуется выполнение схемно-режимных мероприятий по переводу части нагрузки энергосистемы Республики Дагестан на питание от смежных энергосистем: включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка. При этом объем переводимой нагрузки составит 14 МВт на энергосистему Ставропольского края (Рисунок П1.35 Том 3 Книга 2).

Решение

АДТН ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) ликвидируется после срабатывания АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) на ПС 110 кВ Акташ.

В целях предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169) в схемах ремонта рекомендуется выполнять схемно-режимные мероприятия, направленные на включение ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключение ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, включение ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка. При этом объем переводимой нагрузки составит 14 МВт на энергосистему Ставропольского края

ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108), ВЛ 110 кВ Касумкент – Советское (ВЛ-110-178)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024,2025, 2026, 2027 гг. в период «зима макс 0,92». В летний период превышение ДДТН выявлено в 2025, 2026, 2027 гг. в период «лето макс 0,98» при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение АДТН по ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) выявлено в 2027 в период «зима макс 0,92».

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба и составила для ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) - 256А (110% от Иддтн), для ВЛ 110 кВ Касумкент – Советское (ВЛ-110-178) - 238А (102,2% от Иддтн) (Рисунок П1.36 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба и составила для ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) - 419А

(122,5% от Иддтн), для ВЛ 110 кВ Касумкент – Советское (ВЛ-110-178) - 396А (115,9% от Иддтн) (Рисунок П1.37 Том 3 Книга 2).

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима:
замена провода ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) сечением АС-70 на провод с $I_{доп.} \geq 419$ А при температуре -14°C , с $I_{доп.} \geq 256$ А при температуре $+35^{\circ}\text{C}$;
замена провода ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) сечением АС-70 на провод с $I_{доп.} \geq 396$ А при температуре -14°C , с $I_{доп.} \geq 238$ А при температуре $+35^{\circ}\text{C}$.

ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, ВЛ 110 кВ Оружба – Тагиркент, ВЛ 110 кВ Магарамкент - Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024,2025, 2026, 2027 гг. в период «зима макс 0,92» при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Советское (ВЛ-110-108) (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение АДТН по ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба выявлено в 2027 в период «зима макс 0,92».

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Советское (ВЛ-110-108) и составила для ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба - 413А (103,3% от Иддтн), для ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Тагиркент до отпайки на ПС Морская) - 382А (111,8% от Иддтн), для ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Магарамкент до отпайки на ПС Морская) - 375А (109,7% от Иддтн) (Рисунок П1.37 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Советское (ВЛ-110-108) и составила для ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Тагиркент до отпайки на ПС Морская) - 246А (105,3% от Иддтн), для ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) (уч. от ПС Магарамкент до отпайки на ПС Морская) - 235А (101% от Иддтн) (Рисунок П1.4 Том 3 Книга 2).

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима:
Замена ТТ-В-148 на ПС 110 кВ Белиджи на ТТ с $I_{доп.} \geq 413$ А;
Замена провода ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) сечением АС-70 на провод с $I_{доп.} \geq 382$ А при температуре -14°C , с $I_{доп.} \geq 246$ А при температуре $+35^{\circ}\text{C}$.

ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106);
- Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ.

Превышение АДТН выявлено при отключении

– Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ.

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 1029А (156,5% от Иддтн) (Рисунок П1.6 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 821А (140% от Иддтн) (Рисунок П1.5 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 759А (169,1% от Иддтн) (Рисунок П1.1 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 642А (125% от Иддтн) (Рисунок П1.3 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводок» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 638А (109,6% от Иддтн) (Рисунок П1.2 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осень макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 684А (123,5% от Иддтн) (Рисунок П1.4 Том 3 Книга 2).

СРМ для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН при отключении Каскад Чирютских ГЭС: 1 СШ 110 кВ описаны выше.

В целях предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) при отключении ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ рекомендуется выполнить схемно-режимные мероприятия (перекоммутировать отключенные присоединения на оставшуюся в работе СШ).

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ в СРС согласно таблицам 6.3.1.3 и 6.3.1.4. Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Максимальная величина нагрузки выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в 2027 году.

Для включения потребителей отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в летние периоды (кроме «лето макс 0,98») и в период «паводка», необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) (при этом необходимо снизить переток по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур до 30 МВт), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109), отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить

ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 75 МВт – это 51 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 15 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

Решение

При превышении АДТН ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) будет работать АОПО ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185), воздействием которой достаточно для ликвидации превышения АДТН, возникающих при аварийных отключениях в нормальной и ремонтной схемах.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН, при переходе в схему ремонта ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ необходимо перевести отключенные присоединения на оставшуюся в работе ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ.

СРМ для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ описаны выше.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), возникающих при аварийных отключениях в нормальной и ремонтной схемах рекомендуется выполнять схемно-режимные мероприятия, направленные на перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики, Республики Калмыкия и Ставропольского края.

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение ремонта ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) и ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2025, 2026, 2027 (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении:

– ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах;

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» выявлена в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах и составила 715А (123,2%) (Рисунок П1.39 Том 3 Книга 2).

Решение

Для исключения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах, необходимо в период «зима макс 0,92» выполнить схемно-режимные мероприятия по делению сети: отключить ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Хунзах с отпайкой на ПС Карадах (ВЛ-110-189) на ПС 110 кВ Хунзах. (Рисунок П1.40 Том 3 Книга 2).

ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113), ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме превышение ДДТН не выявлено (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- АТ2 ПС 330 кВ Дербент и АТ1 ПС 330 кВ Дербент.

Превышение АДТН выявлено при отключении:

- АТ2 ПС 330 кВ Дербент и АТ1 ПС 330 кВ Дербент.

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в ремонтных схемах выявлена в период «лето макс сред. (вечерний)» 2027 г. На ПС 330 кВ Махачкала установлена АОПО ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142), уставка второй ступени которой в летний период составляет 477 А с контролем перетока от шин 110 кВ ПС Махачкала. Отключении на ПС 330 кВ Дербент АТ2 в схеме ремонта АТ1 приводит к срабатыванию АОПО, после срабатывания АОПО и нагрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) составила 335А (74,4% от Иддтн), ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) составила 282А (62,7% от Иддтн) при (Рисунок П1.41 Том 3 Книга 2).

Для исключения обесточения в послеаварийной схеме при подготовке ремонтной схемы для вывода в ремонт АТ-1(2) ПС 330 кВ Дербент необходимо перевести часть потребителей Южной части энергосистемы Республики Дагестан (до 35 МВт) на питание по ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ Яламинская) от Азерэнерджи. Для этого необходимо отключить СВ-110 кВ, В-107 на ПС 110 кВ Белиджи, отключить ВЛ 110 кВ Касумкент – Магарамкент (ВЛ-110-151). При этом загрузка ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Насосная-2) составит 437 А (97,1% от Иддтн, Рисунок П1.42 Том 3 Книга 2).

На ПС 330 кВ Махачкала установлена АОПО ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142), уставка второй ступени которой в летний период составляет 477 А с контролем перетока от шин 110 кВ ПС Махачкала. Действием третьей ступени в сложившей СРС с учетом СРМ в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) (ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)) перегруз оставшейся в работе линии ликвидируется.

Решение

Для исключения большого объема отключаемой нагрузки, ремонт АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент (как в единичной ремонтной схеме, так и в двойной ремонтной схеме) рекомендуется проводить в период летних нагрузок при температуре +25°C (максимальных нагрузок рабочего дня (дневной), летних минимальных нагрузок выходного дня, вечерний период летних максимальных нагрузок рабочего дня, в период паводка).

ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками;

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена период «лето макс 0,98» в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Уйташ-1) и составила 394А (133% от Идтн) (Рисунок П1.43 Том 3 Книга 2).

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками марки М-70 на провод сечением не менее АС-150 (Идоп.≥394А).

ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в летний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024, 2025, 2026, 2027 гг. При нормативных возмущениях в нормальной схеме в летний период превышение ДДТН выявлено в 2023,2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении:

- 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС.

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС и составила 903А (114,8% от Идтн) (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 35°С выявлена в 2027 г. при отключении 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС и составила 758А (141,3% от Идтн) (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2).

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

СРМ для включения потребителей, отключенных действием АОПО и предотвращения превышения ДДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ описаны выше.

В целях предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) при отключении ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ рекомендуется выполнить схемно-режимные мероприятия (перекоммутировать отключенные присоединения на оставшуюся в работе СШ).

Максимальная величина нагрузки выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в период «лето макс сред. (вечерний)» в 2027 году.

Для включения потребителей отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в летние периоды (кроме «лето макс 0,98») и в период «паводка», необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) (при этом необходимо снизить переток по ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур до 30 МВт), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109), отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка (Рисунок П1.31 Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит

75 МВт – это 51 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 15 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

Решение

Для ликвидации перегрузки ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) необходим перевод части нагрузки на энергосистему Чеченской Республики.

ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период превышение ДДТН выявлено в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении в нормальной схеме:

- Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);
- ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199).

Превышение АДТН выявлено при отключении в нормальной схеме:

- Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ;
- ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 921А (158,7% от Идтн) (Рисунок П1.6 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зимний макс сред.» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 734А (141,8% от Идтн) (Рисунок П1.5 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 706А (178,2% от Идтн) (Рисунок П1.1 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «летний макс сред. (вечерний)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 591А (131,4% от Идтн) (Рисунок П1.3 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводка» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 573А (111,5% от Идтн) (Рисунок П1.2 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осенний макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 633А (129,5% от Идтн) (Рисунок П1.4 Том 3 Книга 2).

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) с воздействиями на ОН-1 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149) и ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128)) и ОН-2 (отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) и ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)) достаточно для ликвидации превышения АДТН (Рисунок П1.7 Том 3 Книга 2).

Наибольшая перегрузка выявлена в период «лето макс 0,98» 2027 года при отключении Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме. Для включения потребителей, отключенных действием АОПО необходимо в послеаварийной схеме выполнить следующие схемно-режимные мероприятия по переводу нагрузки потребителей на энергосистемы (Рисунок П1.8 Том 3 Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 96,9 МВт:
 - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
 - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
 - отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
 - отключить ШОВ-110 и В-140 на ПС 110 кВ Бабаюрт;
 - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 17 МВт:
 - отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2;
 - включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2.

При переводе нагрузки на энергосистему Чеченской Республики в объеме более 30 МВт возникают недопустимые перегрузы сетевых элементов энергосистемы Чеченской Республики. Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области в рассматриваемых режимах необходимо учесть возможность перевода нагрузки на центры питания энергосистемы Чеченской Республики в объеме, не превышающим 30 МВт.

Переподключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также перекоммутация ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюотских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2), при этом о бъем переводимой нагрузки составит 64 МВт – это 30 МВт на энергосистему Чеченской Республики, 17 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 17 МВт на энергосистему Ставропольского края.

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ согласно таблицам 6.3.1.3 и 6.3.1.4. Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Максимальная величина нагрузки в ремонтной схеме выявлена при отключении ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в 2027 году. Данная перегрузка будет ликвидирована действиями существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) (**Ошибка! Источник ссылки не найден.** Том 3 Книга 2).

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и ликвидации превышения ДДТН в летние периоды (кроме «лето макс 0,98») и в период «паводка» необходимо в послеаварийной схеме отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-1, ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезин-2, отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, отключить ВЛ 110 кВ Акташ-Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) на ПС 110 кВ Кизляр-2, включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ

Тарумовка (Рисунок П1.11 Том 3 Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 36 МВт – это 16 МВт на энергосистему Ставропольского края, 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия, 11 МВт на энергосистему Чеченской Республики.

Наибольший объем переводимой нагрузки составит 54 МВт (на энергосистему Чеченской Республики в «летний макс сред. (вечерний)» при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199).

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) или ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

Решение

Анализ послеаварийных режимов показал, что действий существующей АОПО ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136) достаточно для ликвидации превышения АДТН.

Для включения потребителей, отключенных действием АОПО и для ликвидации превышения ДДТН необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий в послеаварийной схеме, в том числе перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики, Ставропольского края и энергосистему Республики Калмыкия.

Изменение нормальной схемы с переподключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН.

Для обеспечения нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки рекомендуется проведение ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) или ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) (и других ремонтов, в которых при аварийных отключениях в схеме ремонта требуется перевод нагрузки на энергосистему Чеченской Республики более 30 МВт) в период летних максимальных нагрузок рабочего дня (дневной макс.) и в период паводка.

ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период перегрузки выявлены в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)
- 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт.

Превышение АДТН выявлено при отключении:

- 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт.
- ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре -14°C в 2027 г. при отключении 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 1282А (163% от ДДТН) (Рисунок П1.44 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 10°C в 2027 г. при отключении 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 948А (135,2% от ДДТН) (Рисунок П1.45 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 706А (131,6% от ДДТН) (Рисунок П1.46 Том 3 Книга 2).

В период «зима макс 0,92» отключение 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу АТ-1 ПС 330 кВ Чирюрт и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-120) на ПС 330 кВ Чирюрт и Каскаде Чирюртских ГЭС. Действием третьей ступени АОПО данной ВЛ воздействием ОН-1, ОН-2 отключаются ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – ЗФС вторая цепь (Л-Х-2), ВЛ 110 Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140), ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139), после чего перегрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) устраняется и снижается ниже ДДТН (Рисунок П1.47 Том 3 Книга 2). В сложившейся СРС для включения всех обесточенных потребителей необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119), подключенной ко 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт на 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт, установить генерацию Гельбахской ГЭС 44 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт, после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.48 Том 3 Книга 2).

Решение

В СРС с превышением АДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) после действия АОПО данной ВЛ за время не более 20 минут необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119), подключенной к 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт.

В СРС с превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) за время не более 20 минут после нормативного возмущения необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119), подключенной к 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт. Превышение ДДТН случае отключения ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) ликвидируется загрузкой Каскада Чирюртских ГЭС и Гельбахской ГЭС.

ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. В летний период перегрузки выявлены в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120);
- 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт.

Превышение АДТН выявлено при отключении:

- 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт;

– ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 14°C в 2027 г. при отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 1321А (167,9% от Иддтн) (Рисунок П1.49 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 10°C в 2027 г. при отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 936А (133,5% от Иддтн) (Рисунок П1.50 Том 3 Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период «лето макс 0,98» при температуре плюс 35°C в 2027 г. при отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 758А (141,3% от Иддтн) (Рисунок П1.51 Том 3 Книга 2).

В период «зима макс 0,92» отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу АТ-2 ПС 330 кВ Чирюрт, ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137), ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Сулак (ВЛ-110-185) и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-120) на ПС 330 кВ Чирюрт и Каскаде Чирюртских ГЭС. Действием третьей ступени АОПО данной ВЛ воздействием ОН-1, ОН-2 отключаются ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – ЗФС вторая цепь (Л-Х-2), ВЛ 110 Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140), ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139), после чего перегрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) устраняется и снижается ниже ДДТН (Рисунок П1.52 Том 3 Книга 2).

В сложившейся СРС для включения всех обесточенных потребителей необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120), подключенной к 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт, установить генерацию Гельбахской ГЭС 44 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт, перевести нагрузку в объеме до 30 МВт на питание от энергосистемы Чеченской Республики, до 17 МВт на питание от энергосистемы Республики Калмыкия (отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2, ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146), включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2) после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.53 Том 3 Книга 2).

Решение

В СРС с превышением АДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) после действия АОПО данной ВЛ за время не более 20 минут необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120), подключенной к 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт.

В СРС с превышением ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) за время не более 20 минут после нормативного возмущения необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120), подключенной к 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт. Превышение ДДТН случае отключения ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) ликвидируется загрузкой Каскада Чирюртских ГЭС, Гельбахской ГЭС, Ирганайской ГЭС, переводом нагрузки потребителей на смежные энергосистемы.

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

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166);

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 14°C в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) и составила:

- ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах) 610А (105,1% от Иддтн);
- ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох) 580А (115,3% от Иддтн) (Рисунок П1.54 Том 3 Книга 2).

Схемно-режимные мероприятия для ликвидации существующего перегруза отсутствуют.

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз сверх ДДТН, необходима:

- замена провода ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) (уч. от отп. на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах) сечением АС-150 на провод с $I_{доп.} \geq 610\text{А}$ при температуре минус 14°C;
- замена провода шин 1- СШ-110 кВ и 2- СШ-110 кВ ПС 110 кВ Тлох сечением АС-120 на провод с $I_{доп.} \geq 580\text{А}$.

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

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177);

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 14°C в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) и составила 448А (106% от Иддтн) (Рисунок П1.55 Том 3 Книга 2).

Схемно-режимные мероприятия для ликвидации существующего перегруза отсутствуют.

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз сверх ДДТН, необходима замена провода ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) сечением АС-95 на провод с $I_{доп.} \geq 448\text{ А}$ при температуре минус 14°C.

ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2024, 2025, 2026, 2027 гг. (таблицы 6.3.1.1 и 6.3.1.2).

Превышение ДДТН и АДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159);

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 14°С в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) и составила 602А (103,6% от Иддтн) (Рисунок П1.56 Том 3 Книга 2).

Схемно-режимные мероприятия для ликвидации существующего перегруза отсутствуют.

Решение

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз сверх ДДТН, необходима замена ТТ-В-166 на ПС 110 кВ Миатлы и ПС 110 кВ Дылым на ТТ с $I_{доп.} \geq 602A$ при температуре минус 14°С.

Таблица 6.3.2.5 – Объемы переводимой нагрузки на соседние энергосистемы, МВт

| Отключаемый элемент | Зимний максимум 0,92 | Зимний максимум (сред. темп.) | Зимний минимум (сред. темп.) | Зимний минимум 0,92 | Летний максимум 0,98 | Осенний максимум | Летний максимум вечерний (сред. темп.) | Летний максимум дневной (сред. темп.) | Летний минимум (сред. темп.) | Паводок |
|---|----------------------|-------------------------------|------------------------------|---------------------|----------------------|------------------|--|---------------------------------------|------------------------------|---------|
| Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | 93 | 66 | 0 | 0 | 84 | 17 | 25 | 0 | 0 | 39 |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 24 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ВЛ 110 кВ Чирюот – Карланюот-Тяговая (ВЛ-110-135) | 24 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Кизилюотовская (ВЛ-110-106) | 24 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Кизилюотовская (ВЛ-110-106) и ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | - | - | - | - | - | 28 | 54 | 17 | 0 | 39 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюот – Карланюот-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | - | - | - | - | - | 25 | 54 | 17 | 0 | 39 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) и ВЛ 110 кВ Каскад Чирюотских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | - | - | - | - | - | 22 | 39 | 0 | 0 | 54 |

Таблица 6.3.2.6 – Объемы переводимой нагрузки на соседние энергосистемы с учетом перекоммутации на Каскаде Чирюотских ГЭС, МВт

| Отключаемый элемент | Зимний максимум 0,92 | Зимний максимум (сред. темп.) | Зимний минимум (сред. темп.) | Зимний минимум 0,92 | Летний максимум 0,98 | Осенний максимум | Летний максимум вечерний | Летний максимум дневной | Летний минимум (сред. темп.) | Паводок |
|------------------------------------|----------------------|-------------------------------|------------------------------|---------------------|----------------------|------------------|--------------------------|-------------------------|------------------------------|---------|
| Каскад Чирюотских ГЭС: 1 СШ 110 кВ | 24 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Отключаемый элемент | Зимний максимум 0,92 | Зимний максимум (сред. темп.) | Зимний минимум (сред. темп.) | Зимний минимум 0,92 | Летний максимум 0,98 | Осенний максимум | Летний максимум вечерний | Летний максимум дневной | Летний минимум (сред. темп.) | Паводок |
|---|-------------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------------|---------|
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | 24 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) | 24 | 0 | 0 | 0 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) | 24 | 0 | 0 | 0 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) и ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | - | - | - | - | - | 28 | 54 | 17 | 0 | 39 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) и ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) | - | - | - | - | - | 25 | 54 | 17 | 0 | 39 |
| Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) и ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) | - | - | - | - | - | 22 | 39 | 0 | 0 | 54 |

6.4 Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110 кВ и выше

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан проведен анализ фактической и перспективной загрузки трансформаторного оборудования.

Анализ загрузки центров питания выполнен с учетом следующих условий:

- коэффициенты допустимой длительной и допустимой аварийной токовой нагрузки трансформаторов 110 кВ и выше приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Минэнерго России от 08 февраля 2019 г. №81;

- коэффициенты допустимой длительной и допустимой аварийной токовой нагрузки трансформаторов 110 кВ мощностью менее 5 МВА приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. №6;

- возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие центры питания для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и данные об индексе технического состояния приняты на основании официальных данных собственника оборудования.

Анализ загрузки центров питания 110 кВ и выше выполнен для фактических температур окружающего воздуха в дни соответствующих контрольных замеров¹⁰ по следующим критериям:

- для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме;
- для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно-допустимой токовой загрузки трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора центра питания.

При определении прогнозных приростов нагрузки по центрам питания учитывалась мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединяемых как в соответствии с утверждёнными ТУ, находящимися на исполнении, так и учитываемых дополнительно в рамках оптимистического варианта (Приложение 1).

В Приложении 3 приведена таблица с анализом загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан. Анализ загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания показал, что в нормальном режиме или при единичном отключении (аварийном отключении или выводе в ремонт) наиболее мощного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает ДДТН, в связи с чем для таких центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. При анализе загрузки центров питания рассматриваются схемно-режимные мероприятия:

- использование резервов по генерации активной и реактивной мощности электростанций;
- перефиксация присоединений в ремонтных схемах сети;
- перевод нагрузок на другие центры питания;
- увеличение трансформаторной мощности центра питания.

В соответствии с данными Филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго», в настоящее время в Филиале ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» рассмотрены и выполнены все варианты перевода нагрузок ПС 35-110 кВ. В целях разгрузки перегруженных ПС 35–110 кВ необходимо выполнить замену силовых трансформаторов на более мощные.

Далее в настоящем разделе приведены обоснования необходимости замены трансформаторов по тем центрам питания, по которым в оптимистическом варианте развития технические решения отличаются от базового варианта. По остальным центрам питания технические решения по замене трансформаторов аналогичны базовому варианту.

6.4.1 Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»

6.4.1.1 Центральные электрические сети

ПС 110 кВ ГПП

На ПС 110 кВ ГПП установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ГПП принята в соответствии с таблицами 1, 3, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

¹⁰ Источник данных: <https://www.so-ups.ru/functioning/future/gost-58670-2019/>

| Наименование тр-ра | Марка трансформатора | Год ввода | $S_{ном}$, МВА | ДДТН, % |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------------|------------------------|
| Т-1 | ТДТН | 1971 | 31,5 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 108 |
| | | | | Летний период (23,6°C) |
| Т-2 | ТРДН | 2014 | 40 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 125 |
| | | | | Летний период (23,6°C) |
| | | | | 118 |

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, срок службы трансформаторов Т-2 составляет менее 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 38,85 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 36,24 МВА (19 июня 2019 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ ГПП в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ ГПП фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 123,3% от $S_{ном}$ (38,85 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 115% от $S_{ном}$ (36,24 МВА), и превышает ДДТН. При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ ГПП фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 97% от $S_{ном}$ (38,85 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 91% от $S_{ном}$ (36,24 МВА), и не превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении Т-2 в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на новый трансформатор мощностью 63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от $S_{ном}$ (78,75 МВА), ДДТН Т-1 в летний период составит 118% от $S_{ном}$ (74,34 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-2 – нагрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 62% от $S_{ном}$ (38,85 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 58% от $S_{ном}$ (36,24 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках оптимистического варианта к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 10,62 МВт (3,61 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП, выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ ГПП может составить 42,46 МВА в зимний период и 39,84 МВА в летний период.

| № п/п | Наименование заявителя | Заявленная мощность ¹¹ , МВт | Кр | tg(φ) | Мощность с учетом Кр, МВА | Год ввода |
|-------|---|---|-----|-------|---------------------------|-----------|
| 1 | Министерство строительства Республики Дагестан ¹² . Перспективная застройка на территории г. Махачкала | 7,641 | 0,4 | 0,4 | 3,286 | 2022-2027 |
| 2 | Перспективные потребители мощностью менее 670 кВт | 2,979 | 0,1 | 0,4 | 0,324 | 2022-2027 |

¹¹ Здесь и далее для перспективной застройки и заявителей мощностью менее 670 кВт указаны суммарные значения на период 2022-2027 годов

¹² Здесь и далее в качестве заявителя по технологическому присоединению перспективной застройки условно указано Министерство строительства Республики Дагестан, по данным которого определена электрическая нагрузка. Точное наименование заявителя определяется при подаче заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ГПП при единичном отключении Т-2 перспективная нагрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 67% от $S_{ном}$ (42,46 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 63% от $S_{ном}$ (39,84 МВА), и не превышает ДДТН.

ПС 110 кВ Насосная-1

На ПС 110 кВ Насосная-1 установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС 110 кВ Насосная-1 принята в соответствии с таблицами 1, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

| Наименование тр-ра | Марка трансформатора | Год ввода | $S_{ном}$, МВА | ДДТН, % |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------------|------------------------|
| Т-1 | ТМН | 1978 | 6,3 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 108 |
| | | | | Летний период (22,7°C) |
| | | | | 98 |
| Т-2 | ТМН | 1981 | 6,3 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 108 |
| | | | | Летний период (22,7°C) |
| | | | | 98 |

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 4 года в зимний период составляет 5,39 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 3,93 МВА (17 июня 2020 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ ПС 110 кВ Насосная-1 в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ ПС 110 кВ Насосная-1 фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 86% от $S_{ном}$ (5,39 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 62% от $S_{ном}$ (3,93 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках оптимистического варианта к ПС 110 кВ Насосная-1 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 6,74 МВт (1,57 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП, выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Насосная-1 может составить 6,96 МВА в зимний период и 5,5 МВА в летний период.

| № п/п | Наименование заявителя | Заявленная мощность, МВт | Кр | tg(φ) | Мощность с учетом Кр, МВА | Год ввода |
|-------|---|--------------------------|-----|-------|---------------------------|-----------|
| 1 | Министерство строительства Республики Дагестан. Перспективная застройка на территории г. Каспийск | 2,628 | 0,4 | 0,4 | 1,13 | 2022-2027 |
| 2 | Перспективные потребители мощностью менее 670 кВт | 4,112 | 0,1 | 0,4 | 0,44 | 2022-2027 |

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ ПС 110 кВ Насосная-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 110% от $S_{ном}$

(6,96 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 87,3 % от $S_{ном}$ (5,5 МВА) и превышает ДДТН.

Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2. При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от $S_{ном}$ (12,5 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 70% от $S_{ном}$ (6,96 МВА) и не превышает ДДТН в режиме летних нагрузок составляет 55 % от $S_{ном}$ (5,5 МВА) и не превышает ДДТН.

6.4.1.2 Дербентские электрические сети

ПС 110 кВ Магарамкент

На ПС 110 кВ Магарамкент установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Магарамкент принята в соответствии с таблицами 1, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

| Наименование тр-ра | Марка трансформатора | Год ввода | $S_{ном}$, МВА | ДДТН, % |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------------|------------------------|
| Т-1 | ТМТГ | 1968 | 5,6 | Зимний период (6,2°С) |
| | | | | 111 |
| | | | | Летний период (22,3°С) |
| Т-2 | ТМТН | 1989 | 6,3 | 98 |
| | | | | Зимний период (6,2°С) |
| | | | | 111 |
| | | | | Летний период (22,3°С) |
| | | | | 98 |

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 8,8 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 7,78 МВА (16 июня 2021 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Магарамкент в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Магарамкент фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 157% от $S_{ном}$ (8,8 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 139% от $S_{ном}$ (6,62 МВА) и превышает ДДТН. При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Магарамкент фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 140% от $S_{ном}$ (8,8 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 МВА и 6,3 МВА соответственно на новые трансформаторы мощностью 2х16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от $S_{ном}$ (20 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от $S_{ном}$ (19,04 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 55% от $S_{ном}$

(8,8 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 49% от $S_{ном}$ (7,78 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках оптимистического варианта к ПС 110 кВ Магарамкент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5,63 МВт (1,78 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП, выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Магарамкент может составить 10,58 МВА в зимний период и 9,56 МВА в летний период.

| № п/п | Наименование заявителя | Заявленная мощность, МВт | Кр | tg(φ) | Мощность с учетом Кр, МВА | Год ввода |
|-------|---|--------------------------|-----|-------|---------------------------|-----------|
| 1 | КФХ "Сад". Закладка суперинтенсивного сада на площади 203,56 га и строительство фруктохранилища на 10 000 тонн хранения | 1,5 | 0,5 | 0,4 | 0,806 | 2024 |
| 2 | Министерство строительства Республики Дагестан. Перспективная застройка на территории Магарамкентского района | 0,932 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 2022-2027 |
| 3 | ФГКУ Росгранстрой | 0,67 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 2023 |
| 4 | Перспективные потребители мощностью менее 670 кВт | 2,528 | 0,1 | 0,4 | 0,274 | 2022-2027 |

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Магарамкент при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 66% от $S_{ном}$ (10,58 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 60% от $S_{ном}$ (9,56 МВА) и не превышает ДДТН.

ПС 110 кВ Огни

На ПС 110 кВ Огни установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Огни принята в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

| Наименование тр-ра | Марка трансформатора | Год ввода | $S_{ном}$, МВА | ДДТН, % |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------------|------------------------|
| Т-1 | ТДТН | 1976 | 10 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 108 |
| | | | | Летний период (22,3°C) |
| | | | | 98 |
| Т-2 | ТДТН | 1959 | 10 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 108 |
| | | | | Летний период (22,3°C) |
| | | | | 98 |

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 4 года в зимний период составляет 13,3 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 11,71 МВА (16 июня 2021 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Огни в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Огни фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 133% от $S_{ном}$ (13,3 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 117% от $S_{ном}$ (11,71 МВА) и

превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от $S_{ном}$ (31,25 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от $S_{ном}$ (29,75 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 53% от $S_{ном}$ (13,3 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 47% от $S_{ном}$ (11,71 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках оптимистического варианта к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 9,48 МВт (4,9 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП, выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Огни может составить 18,2 МВА в зимний период и 16,6 МВА в летний период.

| № п/п | Наименование заявителя | Заявленная мощность, МВт | Кр | tg(φ) | Мощность с учетом Кр, МВА | Год ввода |
|-------|---|--------------------------|-----|-------|---------------------------|-----------|
| 1 | ООО «Дагестан Стекло Тара» | 1,6 | 0,7 | 0,4 | 1,2 | 2022-2023 |
| 2 | ООО «Дагестан Стекло Тара» | 2,4 | 0,7 | 0,4 | 1,8 | 2024-2026 |
| 3 | ООО «Хазар» | 3 | 0,5 | 0,4 | 1,61 | 2022-2024 |
| 4 | Перспективные потребители мощностью менее 670 кВт | 2,48 | 0,1 | 0,4 | 0,29 | 2022-2027 |

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Огни при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 73% от $S_{ном}$ (18,2 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 66% от $S_{ном}$ (16,6 МВА) и не превышает ДДТН.

6.4.2 ООО «ДагЭнерЖи»

ПС 110 кВ Уйташ-2

На ПС 110 кВ Уйташ-2 установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС 110 кВ Уйташ-2 принята в соответствии с таблицами 1, 3 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

| Наименование тр-ра | Марка трансформатора | Год ввода | $S_{ном}$, МВА | ДДТН, % |
|--------------------|----------------------|-----------|-----------------|------------------------|
| Т-1 | ТДН | 1978 | 6,3 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 125 |
| | | | | Летний период (22,3°C) |
| Т-2 | ТДН | 1981 | 6,3 | Зимний период (9,1°C) |
| | | | | 125 |
| | | | | Летний период (22,3°C) |
| | | | | 119 |

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет менее 30 лет.

Нагрузка центра питания за последние 4 года отсутствует.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ ПС 110 кВ Уйташ-2 в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В рамках оптимистического варианта к ПС 110 кВ Уйташ-2 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 13,58 МВт (10,22 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП, выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Уйташ-2 может составить 10,22 МВА в зимний период и 10,22 МВА в летний период.

| № п/п | Наименование заявителя | Заявленная мощность, МВт | Кр | tg(φ) | Мощность с учетом Кр, МВА | Год ввода |
|-------|--|--------------------------|-----|-------|---------------------------|-----------|
| 1 | ООО «Каспийский завод стекловолокна». Производство стекловолокна и изделий из него | 3,5 | 0,7 | 0,4 | 2,634 | 2022 |
| 2 | ООО «Каспийский завод стекловолокна». Организация производства одностадийного текстильного стекловолокна | 5,5 | 0,7 | 0,4 | 4,14 | 2022-2023 |
| 3 | АО «Завод им. Гаджиева». производственные площадки АО «Завод Гаджиева» | 4,58 | 0,7 | 0,4 | 3,447 | 2022 |

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ ПС 110 кВ Уйташ-2 перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 162% от $S_{ном}$ (10,22 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 162 % от $S_{ном}$ (10,22 МВА) и превышает ДДТН.

Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2. При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от $S_{ном}$ (20 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от $S_{ном}$ (19,04 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 64% от $S_{ном}$ (10,22 МВА) и не превышает ДДТН в режиме летних нагрузок составляет 64 % от $S_{ном}$ (10,22 МВА) и не превышает ДДТН.

6.5 Сводный перечень мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации выявленных «узких мест» по оптимистическому варианту

На основании выполненного анализа результатов расчётов электрических режимов в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, приведенного в разделе 6.3, разработаны мероприятия по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест» в рамках оптимистического варианта развития. В таблице 6.5.1 приведен перечень таких мероприятий.

Таблица 6.5.1 – Перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест» в рамках оптимистического варианта развития

| Мероприятие | Параметры | | Рекомендуемый срок реализации | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование |
|--|---|---------------|-------------------------------|--|---|
| | Количество х цепность х протяженность, км | Марка провода | | | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода (АС-70) на провод с $I_{доп} \geq 390$ А при температуре -14°C | 1x1x17 | АС-120 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода (АС-70) на провод с $I_{доп} \geq 377$ А при температуре -140°C | 1x1x12,5 | АС-120 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с заменой провода марки М-70 на провод с $I_{доп} \geq 364$ А при температуре $+350^{\circ}\text{C}$ | 1x1x3,5 | АС-150 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с заменой провода марки АС-120 на провод с $I_{доп} \geq 369$ А при температуре $+350^{\circ}\text{C}$ | 1x1x1,1 | АС-150 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь |
| Реконструкция ОРУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС с переподключением ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) на 2 СШ 110 кВ и ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) на 1 СШ 110 кВ | - | - | 2022 | ПАО «РусГидро» | Исключение ввода ГВО при отключении 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС |
| Сооружение захода ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная | 2x1x1 | АС-120 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН (АДТН) ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал при нормативных возмущениях |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с заменой провода ВЛ на участке от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах сечением АС-150 на провод с $I_{доп} \geq 610$ А при температуре -14°C . | 1x1x20,3 | АС-185 | 2025 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Глох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) при нормативных возмущениях |
| Реконструкция ПС 110 кВ Глох с заменой провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с $I_{доп} \geq 580$ А при температуре -14°C | - | АС-150 | 2023 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН провода шин 110 кВ ПС 110 кВ Глох при нормативных возмущениях |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода сечением АС-95 на провод с $I_{доп} \geq 448$ А при температуре -14°C | 1x1x21,5 | АС-120 | 2025 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) при нормативных возмущениях |
| Реконструкция ПС 110 кВ Дылым. Замена ТТ-В-166 на ТТ с $I_{ном}=1000$ А. | - | - | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ТТ-В-166 при нормативных возмущениях. |
| Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи. Замена ТТ-В-148 на ПС 110 кВ Белиджи. | - | - | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ТТ ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) на ПС 110 кВ Белиджи при нормативных возмущениях. |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) сечением АС-70 на провод АС-95 (2,2 км) | 1x1x2,2 | АС-95 | 2022 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) при нормативных возмущениях. |
| Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 на ТТ с $I_{ном}=1000$ А | - | - | 2023 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ТТ-В-166 при нормативных возмущениях |

6.6 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции центров питания 110 кВ и выше по оптимистическому варианту

На основании выполненного анализа перспективных электрических нагрузок подстанций 110 кВ и выше, приведенного в разделе 6.4, разработаны рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше.

В таблице 6.6.1 приведен перечень подстанций, на которых рекомендуется выполнить увеличение трансформаторной мощности в рамках оптимистического варианта развития.

6.7 Анализ баланса реактивной мощности на период 2023-2027 годов по оптимистическому варианту. Рекомендации по вводу средств компенсации реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан

Результаты расчетов установившихся электрических режимов для оптимистического варианта развития до 2027 года включительно показали, что баланс реактивной мощности во всех рассмотренных режимах соблюдается, уровни напряжений при этом не выходят за допустимые пределы с учетом схемно-режимных мероприятий. Установка дополнительных устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

6.8 Мероприятия по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей

Расчеты электрических режимов показали, что предложенные в настоящей работе мероприятия по сетевому строительству и мероприятия по противоаварийному управлению в энергосистеме Республики Дагестан обеспечивают требования по качеству и надежности электроснабжения потребителей в соответствии с требованиями ГОСТ 32144–2013 и ПУЭ в части параметров в электрической сети 110 кВ и выше.

Мероприятия по реконструкции центров питания 110 кВ в части замены ОДКЗ на выключатели, а также мероприятия по переустройству электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Республики Дагестан по техническому состоянию, направленные на обеспечение надёжности электроснабжения узлов нагрузки и предлагаемые к реализации в рамках оптимистического варианта, аналогичны мероприятиям, рекомендуемым к выполнению в рамках базового варианта. Описания мероприятий подробно представлены в разделе 7.9 Тома 2 Книги 1 настоящего Отчёта; их перечень приведён в таблице 6.8.1.

Таблица 6.8.1 – Сводный перечень мероприятий по переустройству электросетевых объектов 110 кВ и выше, обусловленных техническим состоянием основного оборудования

| № п/п | Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование) | Параметры | | Год ввода | Основание для выполнения мероприятия |
|-------|--|-----------|-------|-----------|--|
| | | км | МВА | | |
| 1 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Гуниб (ВЛ-110-193) | 6,2 | - | 2026 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 25.06.2019 и протоколом заседания технического совета от 10.07.2019 |
| 2 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) | 7,7 | - | 2027 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 03.06.2019 и протоколом заседания технического совета от 07.06.2019 |
| 3 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Новая (ВЛ-110-171) | 0,76 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 20.08.2019 №14 |
| 4 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-103) | 16,1 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 18.05.2019 №4 |
| 5 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-112) | 8,4 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 21.05.2019 №5 |
| 6 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Шамхал – ГПП (ВЛ-110-129) | 20 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 12.07.2019 №10 |
| 7 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Артезиан-2 - Джилгита (Л-181) | 30,5 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом о выявленных дефектах от 12.06.2019 и Актом технического освидетельствования №5/181 от 03.07.2020 |
| 8 | Реконструкция ВЛ 110кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141) | 13,6 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом о выявленных дефектах от 21.06.2019 и Актом технического освидетельствования №11/141 от 20.08.2020 |
| 9 | Реконструкция ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Гидатль от ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195) | 3,1 | - | 2023 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 17.05.2019 и протоколом заседания технического совета от 15.05.2019 |
| 10 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105) | 74,7 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 08.08.2019 |
| 11 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильское с отпайкой на ПС Заиб (ВЛ-110-190) | 21,5 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 09.08.2019 и протоколом заседания технического совета от 15.08.2019 |
| 12 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух с отпайкой на ПС Гидатль (ВЛ-110-195) | 38,4 | - | 2023 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 25.04.2019 и протоколом заседания технического совета от 07.06.2019 |
| 13 | Реконструкция ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) | 8,6 | - | 2026 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 13.08.2019 №13 |
| 14 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) | 24 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 12.07.2019 |
| 15 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Кочубей – Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка (ВЛ-110-131) | 8 | - | 2022 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 16.08.2019 |
| 16 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент –Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) | 3,8 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 12.06.2019 и протоколом заседания технического совета от 17.06.2019 |
| 17 | ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) | 2,5 | - | 2026 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 25.04.2019 и протоколом заседания технического совета от 14.05.2019 |
| 18 | Реконструкция ВЛ 110 Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) | 16,5 | - | 2026 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 30.07.2019 |
| 19 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) | 47 | - | 2026 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования от 30.08.2019 №191/2019 |
| 20 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками | 6,8 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования №7 от 08.06.2019 |
| 21 | Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками | 2,5 | - | 2025 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом технического освидетельствования №11 от 23.07.2019 |
| 22 | Реконструкция ПС 110 кВ Куруш (замена Т-1 мощностью 5,6 МВА на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА) | - | 1x6,3 | 2023 | Замена физически и морально устаревшего оборудования в соответствии с Актом технического освидетельствования от 27.07.2018 |
| 23 | Реконструкция ПС 110кВ Чиркей ГПП (замена Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА, замена 6 выключателей 110 кВ) | - | 1x10 | 2023 | Замена физически и морально устаревшего оборудования в соответствии с Актом технического освидетельствования от 30.08.2018 |
| 24 | Реализация проектных решений по реконструкции ЛЭП и созданию схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС 110 кВ Капир (ВЛ-110-191) | - | - | 2025 | Перечень мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ и выше ДЗО ПАО «Россети» в условиях гололедаобразования на период 2019–2022 гг. |
| 25 | Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) | - | - | 2023 | |
| 26 | Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) | - | - | 2023 | |
| 25 | Реконструкция ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) | 6,7 | - | 2024 | Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с Актом № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018 |

7 Технико-экономические показатели развития электрических сетей 110 кВ и выше Республики Дагестан по оптимистическому варианту

7.1 Сводный перечень мероприятий по строительству и реконструкции электрических сетей 110 кВ и выше

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей на территории Республики Дагестан определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных затрат на их реализацию.

Стоимость реализации рекомендуемых мероприятий определена на основании:

1. Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы¹³.
2. Инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы¹⁴.
3. «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ).

Расчёт стоимости мероприятий по УНЦ проведён на основании следующих документов:

- расчёт капиталовложений в ценах по состоянию на 01 января 2018 г. – в соответствии с Приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. №10 «Об утверждении укрупнённых нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»;
- пересчёт капиталовложений в цены 2022 и прогнозные цены 2023-2024 года – с учётом индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, представленных в Прогнозе Социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (в части отчётного индекса-дефлятора за 2018 год), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (в части отчётного индекса-дефлятора за 2019 год), а также в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 года и на плановый период 2023 и 2024 годов (в части индексов-дефляторов на период 2020-2024 годов).

Индексы-дефляторы для определения капиталовложений в текущих ценах представлены в таблице 7.1.1. Итоговый индекс определяется перемножением индексов за соответствующие года.

Таблица 7.1.1 – Индексы – дефляторы инвестиций в основной капитал

| Наименование | Годы | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 и далее |
| Индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году | 105,3 | 106,8 | 105,6 | 105,4 | 105,1 | 104,9 | 104,7 |

¹³ В версии приказа Минэнерго России от 28.12.202 №35@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы, утверждённую приказом Минэнерго России от 27.12.2019 №36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30.12.2020 №34@

¹⁴ Приказ Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@ «Об утверждении инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022 – 2026 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2016 – 2022 годы, утверждённую приказом Минэнерго России от 30.12.2016 № 1470, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 29.12.2020 № 32@»

Перечень рекомендуемых мероприятий по оптимистическому варианту развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан приведен в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Перечень рекомендуемых мероприятий по оптимистическому варианту развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|---|----------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|---|---|
| | | Количество x цепность x длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. x МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода (АС-70) на провод с Iдоп≥390 А при температуре -14°C | 110 | 1x1x17 | АС-120 | - | - | 2022 | 14,70 | 14,70 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с заменой провода ВЛ на участке от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах сечением АС-150 на провод с Iдоп.≥610А при температуре -14°C. | 110 | 1x1x20,3 | АС-185 | - | - | 2025 | 26,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 29,90 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) при нормативных возмущениях | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода сечением АС-95 на провод с Iдоп.≥448А при температуре -14°C | 110 | 1x1x21,5 | АС-120 | - | - | 2025 | 19,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 22,94 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) при нормативных возмущениях | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода (АС-70) на провод с Iдоп≥377 А при температуре -14°C | 110 | 1x1x12,5 | АС-120 | - | - | 2022 | 11,01 | 11,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с заменой провода марки М-70 на провод с Iдоп≥364 А при температуре +35°C | 110 | 1x1x3,5 | АС-150 | - | - | 2022 | 3,79 | 3,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками, акт технического обследования №11 от 23.07.2019 | |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с заменой провода марки АС-120 на провод с Iдоп≥369 А при температуре +35°C | 110 | 1x1x1,1 | АС-150 | - | - | 2022 | 1,15 | 1,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение пропускной способности ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь, акт технического обследования №7 от 08.06.2019 | |
| Реконструкция ОРУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС с переоперацией ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) на 2 СШ 110 кВ и ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) на 1 СШ 110 кВ | 110 | - | - | - | 110-12/0 | 2022 | - | - | - | - | - | - | - | ПАО «РусГидро» | Снижение объема переводимой нагрузки на энергосистему Чеченской Республики для обеспечения допустимых параметров режима при отключении 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС | |
| Сооружение захода ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная | 35 | 2x1x0,75 | АС-120 | - | - | 2022 | 14,83 | 14,83 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал при нормативных возмущениях | |
| Реконструкция ошинок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт №1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт №2 на ПС 330 кВ Чирюрт с заменой провода 2xАС-300 на провод большего сечения | 330 | 2x1x0,1 | 2xАС-400 ¹⁵ | - | - | 2024 | 5,85 | 0,00 | 0,00 | 6,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Обеспечение технологического присоединения Чиркейской ГЭС | |
| Сооружение новой ПС 110 кВ Звезда с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА, оснащенных устройствами РПН | 110/10 | - | - | 2x10 | 110-4Н/2 ¹⁶ | 2022 | 359,22 | 359,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Обеспечение технологического присоединения ЭПУ комплекса зданий военного городка воинской части 6752 | |
| Строительство новой ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда | 110 | 1x1x2 | АС-240 ¹⁵ | - | 110-13Н/1 | 2022 | 82,19 | 82,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | | |
| Строительство новой ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда с расширением ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная на одну линейную ячейку | 110 | 1x1x8 | АС-240 ¹⁵ | - | 110-13Н/1 | 2022 | 168,49 | 168,49 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | | |
| Сооружение новой ПС 110 кВ Аврора с установкой двух силовых трансформаторов 110/6 кВ с устройствами АРН мощностью по 25 МВА каждый | 110/6 | - | - | 2x25 | 110-4Н/2 ⁶ | 2022 | 422,28 | 422,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Обеспечение технологического присоединения ЭПУ промышленного парка «Аврора» | |

¹⁵ Для расчета стоимости мероприятия марка провода принята условно в соответствии с токовой нагрузкой элементов и подлежит уточнению в рамках дальнейшего проектирования по титулу.

¹⁶ Для расчета стоимости мероприятия типовая схема РУ принята условно. Уточнение схемы РУ требуется при разработке проектной документации по титулу.

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|---|----------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|---|---|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Строительство новых ВЛ 110 кВ от сооружаемой ПС 110 кВ Аврора с присоединением отпайками от ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) | 110 | 2х1х3,5 | АС-120 ¹⁵ | - | - | 2022 | 101,55 | 101,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| Сооружение новой ПС 110 кВ Новострой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый с устройствами АРН | 110/35/6 | - | - | 2х25 | 110-5АН/3 ⁶ | 2022 | 477,48 | 477,48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой» | Обеспечение технологического присоединения ЭПУ ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой» |
| Строительство новых ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Новострой с присоединением отпайками от ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая и ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал | 110 | 2х1х16 | АС-120 ¹⁵ | - | - | 2022 | 443,07 | 443,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| Сооружение новой ПС 110 кВ Сабнова с установкой двух трансформаторов напряжением 110/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый с устройствами АРН | 110/6 | - | - | 2х40 | 110-4Н/2 ⁶ | 2022 | 453,16 | 0,00 | 475,37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | МКУ «Управление капитального строительства | Обеспечение технологического присоединения ЭПУ МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент» |
| Строительство новых ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Сабнова с присоединением к РУ 110 кВ ПС 330 кВ Дербент и отпайкой от ВЛ 110 кВ Дербент - Агабалаева | 110 | 1х1х3,8 1х1х4 | АС-120 ¹⁵ | - | - | 2022 | 111,88 | 0,00 | 117,36 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| Сооружение новой ПС 110 кВ Чистое море с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА, оснащенных устройствами РПН | 110/10 | - | - | 2х10 | 110-4Н/2 ⁶ | 2023 | 359,22 | 0,00 | 376,82 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств канализационной насосной станции |
| Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чистое море с присоединением отпайками от ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками | 110 | 2х1х2,5 | АС-240 ¹⁵ | - | - | 2023 | 81,99 | 0,00 | 86,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| ВЛ 110 кВ Ярксу – Ойсунгур (Л-128). Замена провода марки АС-120 на провод марки АС-150 (на участке от опоры №82 до ПС 110 кВ Ярксу, протяженность 14,07 км) | 110 | 1х1х14,07 | АС-150 | - | - | 2022 | 14,13 | 14,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Обеспечение технологического присоединения ЭПУ Агрпромышленного парка «Курчалоевский», Чеченская Республика |
| Сооружение новой ПС 110 кВ НС-Сулак с установкой силового трансформатора напряжением 110/6 кВ мощностью 4 МВА, оснащенных устройствами РПН | 110/6 | - | - | 4 | 110-3Н | 2022 | 277,04 | 277,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Технологическое присоединение энергопринимающих устройств зданий водозаборного узла «Сулак» |
| Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ НС-Сулак с присоединением отпайками к опоре №2 ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртеких ГЭС-ЗФС (ВЛ-110-Х1) | 110 | 1х1х0,5 | АС-70 | - | - | 2022 | 4,63 | 4,63 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА | 110/35/10 | - | - | 1х25 | - | 2022 | 84,90 | 84,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-1 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-2 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х40 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х40 | - | 2022 | 178,44 | 178,44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|--|----------------|-----------------------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|-------------------------------|--|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х40 МВА | 110/35/6 | - | - | 2х40 | - | 2022 | 178,44 | 178,44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Леваша с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 160,52 | 160,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2. Замена провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с Iдоп.≥580А при температуре -14°С | 110/35/10 | - | АС-150 | 2х25 | 110-5АН/2 | 2022 | 265,75 | 265,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора. Исключение превышения ДДТН провода шин 110 кВ ПС 110 кВ Тлох при нормативных возмущениях |
| Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА. | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х10 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х10 | - | 2022 | 97,46 | 97,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Араблинка с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2,5 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х4 МВА | 110/10 | - | - | 2х4 | - | 2022 | 85,23 | 85,23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА. | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 5,6 МВА на трансформаторы мощностью 2х16 МВА | 110/6 | - | - | 2х16 | - | 2022 | 123,74 | 123,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2 | 110/6 | - | - | 1х25 | 110-4Н/2 | 2022 | 176,21 | 176,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Кайтаг с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА | 110/35/10 | - | - | 1х16 | - | 2022 | 82,89 | 82,89 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х10 МВА. | 110/35/10 | - | - | 2х10 | - | 2022 | 126,62 | 126,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Каякент с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2 | 110/10 | - | - | 2х16 | 110-4Н/2 | 2022 | 219,68 | 219,68 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|---|----------------|-----------------------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|-------------------------------|--|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция ПС 110 кВ Магарамкент с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 5,6 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2х16 МВА | 110/10 | - | - | 2х16 | - | 2022 | 123,74 | 123,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2 | 110/6 | - | - | 2х25 | 110-4Н/2 | 2022 | 256,46 | 256,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Советская с заменой трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА. Замена отделителя и короткозамыкателя 110 Т-1 | 110/10 | - | - | 1х4 | 110-3Н/1 | 2022 | 90,59 | 90,59 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-1 в нормальной схеме |
| Реконструкция ПС 110 кВ Тагиркент с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА | 110/10 | - | - | 1х6,3 | - | 2022 | 47,44 | 47,44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Александрия с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2 | 110/35/10 | - | - | 2х16 | 110-3Н/2 | 2022 | 261,72 | 261,72 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х40 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2 | 110/35/10 | - | - | 2х40 | 110-12/2 | 2022 | 274,39 | 274,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. Замена отделителя и короткозамыкателя 110 Т-1 | 110/35/10 | - | - | 2х16 | 110-3Н/1 | 2022 | 213,75 | 213,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Актас с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2х63 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х63 | - | 2022 | 225,95 | 225,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА | 110/35/10 | - | - | 1х25 | - | 2022 | 84,90 | 84,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1 и Т-2. Замена ТТ-В-166 на ТТ с Iном=1000 А. | 110/35/10 | - | - | 2х16 | 110-9/2 | 2022 | 266,95 | 266,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора. Исключение превышения ДДТН ТТ-В-166 при нормативных возмущениях. |

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|--|----------------|-----------------------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|-------------------------------|--|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформатора Т-1 мощностью 40 МВА на новый трансформатор мощностью 63 МВА | 110/35/6 | - | - | 1х63 | - | 2022 | 112,97 | 112,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН трансформатора Т-1 в нормальной схеме |
| Реконструкция ПС 110 кВ Кизилортовская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 и 10 МВА на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. Замена отделителя и короткозамыкателя 110 Т-2 | 110/10 | - | - | 2х16 | 110-9/1 | 2022 | 171,71 | 171,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х40 МВА и установкой Т-3 мощностью 25 МВА. | 110/35/10 | - | - | 2х40 1х25 | 110-13Н ¹⁷ /1 | 2022 | 306,74 | 306,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х63 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х63 | - | 2022 | 225,95 | 225,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА | 110/6 | - | - | 1х63 | - | 2022 | 95,70 | 95,70 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-1 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-2 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Насосная-1 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х10 МВА. | 110/6 | - | - | 2х10 | - | 2022 | 97,46 | 97,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Уйташ-2 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х16 МВА. | 110/6 | - | - | 2х16 | - | 2022 | 123,74 | 123,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2х25 МВА | 110/35/10 | - | - | 2х25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Компас с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2х40 МВА. | 110/10 | - | - | 2х40 | - | 2022 | 191,40 | 191,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2х63 МВА | 110/35/6 | - | - | 2х63 | - | 2022 | 225,95 | 225,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 16 МВА | 110/6 | - | - | 1х16 | - | 2022 | 61,87 | 61,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-1 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-2 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х40 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1 и Т-2 | 110/10 | - | - | 2х40 | 110-4Н/2 | 2022 | 287,34 | 287,34 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА | 110/35/6 | - | - | 1х16 | - | 2022 | 82,89 | 82,89 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-1 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-2 |

¹⁷ Количество ячеек выключателей 110 кВ указано ориентировочно, с учётом необходимости присоединения Т-3 через отдельный выключатель. Схема РУ ПС 110 кВ Ярыксу уточняется в рамках ПИР по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу».

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|--|----------------|-----------------------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|--|---|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция ПС 110 кВ Сергокала с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА | 110/35/10 | - | - | 1x10 | - | 2022 | 63,31 | 63,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2x40 МВА. | 110/10/6 | - | - | 2x40 | - | 2022 | 178,44 | 178,44 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2x25 МВА | 110/6 | - | - | 2x25 | - | 2022 | 160,52 | 160,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Миарсо с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2x25 МВА | 110/10 | - | - | 2x25 | - | 2022 | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА | 110/6 | - | - | 1x25 | - | 2022 | 80,26 | 80,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2x63 МВА. | 110/35/10 | - | - | 2x63 | - | 2022 | 225,95 | 225,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА | 110/6 | - | - | 2x25 | - | 2022 | 160,52 | 160,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора |
| Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА. | 110/35/10 | - | - | 1x40 | - | 2022 | 89,22 | 89,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) трансформатора Т-2 в режиме аварийного отключения трансформатора Т-1 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 мощностью 5,6 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1 и Т-2 | 110/10 | - | - | 1x6,3 | 110-3Н/2 | 2023 | 143,39 | 143,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического освидетельствования от 27.07.2018 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Львовская. Замена отделителя и короткозамыкателя 110 Т-1 | 110/35/10 | - | - | - | 110-3Н/1 | 2024 | 47,97 | 0,00 | 0,00 | 52,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Физический износ оборудования, подтвержденный ведомостью дефектов |
| Реконструкция ПС 110 кВ Чиркей ГПП с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА и 6 выключателей 110 кВ | 110/35/6 | - | - | 1x10 | 110-12/6 | 2023 | 351,15 | 351,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического освидетельствования от 30.08.2018 |
| Реконструкция ПС 110 кВ Геджух с заменой трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 4 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1 и Т-2 | 110/10 | - | - | 1x4 | 110-4Н/2 | 2025 | 138,56 | 138,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Физический износ оборудования, подтвержденный ведомостью дефектов |
| Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА Замена ТТ-В-148 на ПС 110 кВ Белиджи. | 110/35/10 | - | - | 2x25 | - | 2022 | 175,04 | 175,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «ФСК ЕЭС» | Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора. Исключение превышения ДДТН ТТ ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) на ПС 110 кВ Белиджи при нормативных возмущениях. |
| Реконструкция ПС 110 кВ Заречная. Замена отделителя и короткозамыкателя 110 Т-1 | 110/10 | - | - | - | 110-3Н/1 | 2025 | 47,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 55,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Физический износ оборудования, подтвержденный ведомостью дефектов |

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование |
|--|----------------|-----------------------------------|------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|---|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реализация проектных решений по реконструкции ЛЭП и созданию СПГ на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС 110 кВ Капир (ВЛ-110-191) ¹⁸ | 110 | - | - | - | - | 2025 | 141,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 162,28 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Повышение надежности работы ВЛ 110 кВ в условиях гололедообразования |
| Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) ¹⁹ | 110 | - | - | - | - | 2023 | 33,30 | 0,00 | 34,93 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Буйнакс-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) ²⁰ | 110 | - | - | - | - | 2023 | 43,04 | 0,00 | 45,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | |
| ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС - Гуниб (ВЛ-110-193). Замена провода АС-70 протяженностью 6,2 км. | 110 | 1x1x6,2 | АС-70 | - | - | 2026 | 39,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 47,11 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 25.06.2019 |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым - Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с выносом участка опор №№24-45 и №№73-82 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом, заменой опор, провода, грозозащитного троса, сепной арматуры, изоляторов | 110 | 1x1x7,5 | АС-150 | - | - | 2027 | 111,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 140,04 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 03.06.2019, протокол заседания технического совета от 07.06.2019 |
| ВЛ 110 кВ Восточная - Новая (ВЛ-110-171). Замена провода АС-150 (протяженность 0,76 км) | 110 | 1x1x0,76 | АС-150 | - | - | 2025 | 5,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,94 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №14 от 20.08.2019 |
| ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-103). Замена провода АС-150 (11,8 км), АЖ-120 (4,3 км). | 110 | 1x1x11,8 1x1x4,3 | АС-150 АЖ-120 | - | - | 2025 | 105,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 121,49 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №4 от 18.05.2019 |
| ВЛ 110 кВ Восточная – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-112). Замена провода М-70 (5,9 км); провода АС-150 (2,5 км) | 110 | 1x1x5,9 1x1x2,5 | АС-70 АС-150 | - | - | 2025 | 51,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 59,02 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №5 от 21.05.2019 |
| ВЛ 110 кВ Шамхал-ГПП (ВЛ-110-129). Замена провода АС-150 (20 км) | 110 | 1x1x20 | АС-150 | - | - | 2022 | 135,35 | 135,35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №10 от 12.07.2019 |
| ВЛ 110 кВ Артезиан-2 – Джильгита (Л-181). Замена провода АС-120 (30,5 км) | 110 | 1x1x30,5 | АС-120 | - | - | 2022 | 193,94 | 193,94 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт о выявленных дефектах от 12.06.2019, акт технического освидетельствования №5/181 от 03.07.2020 |
| ВЛ 110кВ Кочубей-Артезиан-2 (ВЛ-110-141). Замена провода АС-120 (13,6 км) | 110 | 1x1x13,6 | АС-120 | - | - | 2022 | 93,04 | 93,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт о выявленных дефектах от 21.06.2019, акт технического освидетельствования №11/141 от 20.08.2020 |
| ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Гидатль от ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух (ВЛ-110-195). Замена провода АС-70 (3,1 км) | 110 | 1x1x3,1 | АС-70 | - | - | 2023 | 17,99 | 0,00 | 18,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 17.05.2019 |
| ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105). Замена провода АС-120 (74,7 км) | 110 | 1x1x74,7 | АС-120 | - | - | 2022 | 469,67 | 469,67 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 08.08.2019 |
| ВЛ 110 кВ Хунзах - Шамильское с отпайкой на ПС Заиб (ВЛ-110-190). Замена провода АС-70 (21,5 км) | 110 | 1x1x21,5 | АС-70 | - | - | 2022 | 131,12 | 131,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 09.08.2019 |
| ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух с отпайкой на ПС Гидатль (ВЛ-110-195). Замена провода АС-70 (38,4 км) | 110 | 1x1x38,4 | АС-70 | - | - | 2023 | 224,87 | 0,00 | 235,88 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 25.04.2019 |
| ВЛ 110 кВ ГПП - Махачкала-110 (ВЛ-110-130). Замена провода АС-150 (8,6 км) | 110 | 1x1x8,6 | АС-150 | - | - | 2026 | 57,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 69,65 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №13 от 13.08.2019 |
| ВЛ 110 кВ Затеречная - Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88). Замена провода АС-120 (24 км) | 110 | 1x1x24 | АС-120 | - | - | 2022 | 155,13 | 155,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 12.07.2019 |

¹⁸ Полная стоимость в прогнозных ценах определена на основании оценки полной стоимости в УНЦ по состоянию на 01.01.2018 в соответствии с ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» для титула «Реконструкция ПС 110 кВ «Курах» с организацией схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)» (K_dagf44), год окончания реализации инвестиционного проекта – 2025

¹⁹ Полная стоимость в прогнозных ценах определена на основании оценки полной стоимости в УНЦ по состоянию на 01.01.2018 в соответствии с ИП ПАО «Россети Северный Кавказ» для титула «Реконструкция схемы плавки гололеда с автоматическим контролем на ПС 110 кВ Дылым (ВЛ 110 кВ №167 Дылым-Тлох с отпайкой на ПС Аргвани)» (F_prj_109106_47361), год окончания реализации инвестиционного проекта – 2023

²⁰ Полная стоимость в прогнозных ценах определена на основании оценки полной стоимости в УНЦ по состоянию на 01.01.2018 в соответствии с «Реконструкция схемы плавки гололеда с автоматическим контролем на ПС 110/35/10 кВ Гергебиль (ВЛ 110 кВ №118 Буйнакс-1 - Гергебиль, ВЛ 35 кВ №9 Буйнакс-1 - Гергебиль), замена АБ, ПА» (F_prj_109106_47363), год окончания реализации инвестиционного проекта – 2023

| Мероприятие | Напряжение, кВ | Линии электропередачи | | Подстанции | | Рекомендуемый срок реализации | Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС | Стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС | | | | | | Организация, ответственная за реализацию | Краткое обоснование | |
|---|----------------|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|--|----------|----------|----------|----------|----------|--|-------------------------------|---|
| | | Количество х цепность х длина, км | Марка провода | Мощность трансформаторов, шт. х МВА | Схема РУ / ячейка выключателя, шт. | | | 2022 год | 2023 год | 2024 год | 2025 год | 2026 год | 2027 год | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ВЛ 110 кВ Кочубей – Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка (ВЛ-110-131). Замена провода АС-120 (8 км) | 110 | 1x1x8 | АС-120 | - | - | 2022 | 52,50 | 52,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 16.08.2019 |
| ВЛ 110кВ Магарамкент-Усуччай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121). Замена провода АС-70 на участке опор №147-167 (3,8 км) | 110 | 1x1x3,8 | АС-70 | - | - | 2025 | 23,45 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 26,96 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 12.06.2019, протокол заседания технического совета от 17.06.2019 |
| ВЛ 110 кВ Магарамкент - Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179). Замена провода АС-70 с выносом на новый участок существующего участка между оп. 55-64 (уточнить проектом). | 110 | 1x1x2,5 | АС-70 | - | - | 2026 | 22,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 26,65 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 25.04.2019, протокол заседания технического совета от 14.05.2019 |
| ВЛ 110 Бабаюрт-Кизляр-1 (ВЛ-110-109). Замена провода АС-120 на провода АС-120 между участками опор №24-137, 158-164 (протяженность 16,5 км) | 110 | 1x1x16,5 | АС-120 | - | - | 2026 | 110,35 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 132,86 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования от 30.07.2019 |
| ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191). Замена провода АС-50 (23 км), АС-70 (22 км), АС-95 (2 км). | 110 | 1x1x23 1x1x22 1x1x2 | АС-50 АС-70 АС-95 | - | - | 2026 | 282,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 339,76 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического освидетельствования №191/2019 от 30.08.2019 |
| ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155). Замена провода АС-150 (6,7 км). | 110 | 1x1x6,7 | АС-150 | - | - | 2024 | 46,11 | 0,00 | 0,00 | 50,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт расследования аварии № 1339/1 |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с заменой провода марки АС-150 (6,8 км) | 110 | 1x1x6,8 | АС-150 | - | - | 2025 | 47,64 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 54,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №7 от 08.06.2019 |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с заменой провода марки АС-150 (2,5 км) | 110 | 1x1x2,5 | АС-150 | - | - | 2025 | 17,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 20,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Акт технического обследования №11 от 23.07.2019 |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) сечением АС-70 на провод АС-95 (2,2 км) | 110 | 1x1x2,2 | АС-95 | - | - | 2022 | 27,52 | 27,52 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) при нормативных возмущениях. |
| Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 на ТТ с Iном=1000 А | 110 | - | - | - | - | 2023 | 5,24 | 0,00 | 5,49 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | ПАО «Россети Северный Кавказ» | Исключение превышения ДДТН ТТ-В-166 при нормативных возмущениях. |
| Итого по оптимистическому варианту: | | | | | | | 14894,45 | 12360,52 | 1390,40 | 109,76 | 558,62 | 616,03 | 140,04 | - | - | |
| в т.ч.: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПАО «Россети Северный Кавказ» | | | | | | | 13452,61 | 11377,68 | 915,03 | 103,34 | 558,62 | 616,03 | 140,04 | - | - | |
| ПАО «ФСК ЕЭС» | | | | | | | 341,40 | 335,55 | 0,00 | 6,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | |
| Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго» | | | | | | | 169,80 | 169,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | |
| плата заявителей за технологическое присоединение | | | | | | | 930,64 | 477,48 | 475,37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | |

7.2 Оценка тарифных последствий реализации мероприятий по оптимистическому варианту развития электроэнергетики Республики Дагестан

Целью оценки тарифных последствий является определение влияния реализации мероприятий, рекомендуемых в СиПР Республики Дагестан, на единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Дагестан (далее – котловые тарифы).

Данная задача решается путем оценки прироста необходимой валовой выручки сетевых организаций, которые учитываются при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации.

В настоящей работе оценка тарифных последствий проведена укрупненно путем оценки влияния реализации мероприятий, рекомендуемых в СиПР Республики Дагестан, на основную составляющую, учитываемую при установлении котловых тарифов – НВВ.

Оценка выполнена на основании перечня мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан, реализация которых предусмотрена в рамках оптимистического варианта развития электроэнергетики региона. Необходимо отметить, что при анализе из рассмотрения были исключены мероприятия со сроком реализации в 2022 году, т.к. они не включены в утверждённые инвестиционные программы ТСО и, соответственно, не могут быть включены в НВВ в 2022 году. Реализация мероприятий с указанным сроком может быть осуществлена только за счет нетарифного источника.

Оценка изменения НВВ выполнена в соответствии с «Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»²¹.

На основании анализа структуры затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии территориальными сетевыми организациями выявлены следующие основные статьи затрат, изменение которых повлечет за собой реализация мероприятий:

- 1) капитальные затраты;
- 2) подконтрольные расходы;
- 3) амортизация;
- 4) налог на имущество;
- 5) налог на прибыль.

Стоимости мероприятий приведены в текущих ценах, капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, указанных в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз)²², Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз)²³, Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (базовый прогноз)²⁴.

²¹ Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. № 98-э (в ред. от 25 декабря 2020 г.)

²² Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26 сентября 2020 г.

²³ Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30 сентября 2019 г.

²⁴ Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28 ноября 2018 г.

Изменение подконтрольных расходов рассчитано на базе объема условных единиц, определенного для каждого проекта из перечня. Объем условных единиц электросетевого оборудования рассчитан в соответствии с «Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»²⁵ с учетом коэффициента, определяющего степень загрузки вводимых в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства, равного 1.

Затраты на амортизацию новых введенных электросетевых объектов определены исходя из срока их полезного использования, определенного исходя из среднего максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы²⁶, для ВЛ и основного электрооборудования подстанций – 15 лет. В расчете принят линейный метод начисления амортизации.

Ставки налогов приняты в соответствии с требованиями Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая)²⁷:

- налог на прибыль – 20 % (глава 25 Налогового кодекса Российской Федерации).
- налог на имущество – 2,2 % (глава 30 Налогового кодекса Российской Федерации).

Базовые значения НВВ территориальных сетевых организаций на 2022 год, относительно которых оценивается прирост, приняты на основании постановления Республиканской службы по тарифам Республики Дагестан (далее – РСТ) от 27 декабря 2021 г. № 137.

Необходимая валовая выручка на услуги по передаче электрической энергии ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» утверждена на 2022 год исходя из метода экономически обоснованных расходов.

В целях оценки тарифных последствий на прогнозный период с 2023 по 2027 годы приняты:

1. базовый уровень подконтрольных расходов в размере 2 776 784,36 тыс. руб., утвержденный РСТ на 2022 год²⁸;
2. индекс эффективности подконтрольных расходов – 3 %;
3. коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов – 75 %.

Изменение параметров НВВ по годам рассчитано с учетом прогнозируемых индексов роста потребительских цен, принятых в соответствии с прогнозами социально-экономического развития Российской Федерации, указанными выше.

Реализация мероприятий, выполняемых за счет потребителя и/или в рамках платы за технологическое присоединение его энергопринимающих устройств, не приводит к росту статьи НВВ «Капитальные вложения» и соответственно статьи «Налог на прибыль». Однако проекты, реализуемые в рамках платы за технологическое присоединение, приводят к увеличению статей «Амортизация» и «Налог на имущество».

²⁵ Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам от 06 августа 2004 г. № 20-э/2 (с изм. от 14 сентября 2020 г.)

²⁶ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. № 1 (в ред. постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2019 г. № 1924)

²⁷ Введен Федеральным законом №117-ФЗ от 05 августа 2000 г. (в ред. от 09 марта 2022 г.)

²⁸ Согласно постановлению РСТ от 27 декабря 2021 г. № 137, протоколу РСТ от 27 декабря 2021 г. № 41

По результатам оценки прирост НВВ вследствие реализации рассматриваемых проектов составляет: 19 % в 2023 году, 4 % в 2024 году, 13 % в 2025 году, 15 % в 2026 году и 6% в 2027 году.

Результаты оценки тарифных последствий представлен в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Результаты оценки тарифных последствий

| Показатель | Ед. изм. | Базовый год | | | | | |
|--|------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| | | 2022 | 2023 | 2024 | Годы прогноза | | |
| | | 2025 | 2026 | 2027 | | | |
| Капитальные затраты | тыс. руб. | 0,00 | 767 103,09 | 86 112,67 | 465 517,23 | 513 356,06 | 116 701,93 |
| Первоначальная стоимость вводимых основных средств на начало периода | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 767 103,09 | 853 215,76 | 1 318 732,99 | 1 832 089,05 |
| Ввод основных средств | тыс. руб. | 0,00 | 767 103,09 | 86 112,67 | 465 517,23 | 513 356,06 | 116 701,93 |
| Норма амортизации | % | | 6,67% | 6,67% | 6,67% | 6,67% | 6,67% |
| Амортизация за период | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 51 140,21 | 56 881,05 | 87 915,53 | 122 139,27 |
| Накопленная амортизация | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 51 140,21 | 108 021,26 | 195 936,79 | 318 076,06 |
| Остаточная стоимость основных производственных средств на конец периода | тыс. руб. | 0,00 | 767 103,09 | 802 075,55 | 1 210 711,73 | 1 636 152,26 | 1 630 714,92 |
| Прирост количества у.е. | у.е. | 0,00 | 383,23 | 16,50 | 16,50 | 0,00 | 0,00 |
| ИПЦ | о.е. | 1,00 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |
| ИПЦ (к базовому году) | о.е. | 1,00 | 1,04 | 1,08 | 1,12 | 1,17 | 1,22 |
| Базовый уровень подконтрольных расходов ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» | тыс. руб. | 2 776 784,36 | 2 887 716,90 | 3 002 965,68 | 3 122 814,04 | 3 247 445,55 | 3 377 051,10 |
| Базовое количество у.е. электросетевого оборудования ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» | у.е. | 114 781,02 | 114 781,02 | 114 781,02 | 114 781,02 | 114 781,02 | 114 781,02 |
| Количество у.е. с учетом СиПР | у.е. | 114 781,02 | 115 164,25 | 115 180,75 | 115 197,25 | 115 197,25 | 115 197,25 |
| Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» | % | 75% | 75% | 75% | 75% | 75% | 75% |
| Индекс эффективности подконтрольных расходов ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» | % | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% | 3% |
| Изменение подконтрольных расходов | тыс. руб. | | 31 315,21 | 24 770,50 | 24 988,96 | 24 899,67 | 25 116,61 |
| Изменение суммарных условно-постоянных эксплуатационных затрат | тыс. руб. | | 31 315,21 | 75 910,71 | 81 870,01 | 112 815,20 | 147 255,88 |
| Необходимое изменение чистой прибыли | тыс. руб. | | 767 103,09 | 34 972,46 | 408 636,18 | 425 440,53 | -5 437,34 |
| Ставка налога на прибыль | % | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Изменение налога на прибыль | тыс. руб. | | 191 775,77 | 8 743,11 | 102 159,04 | 106 360,13 | -1 359,33 |
| Ставка налога на имущество | % | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| Изменение налога на имущество | тыс. руб. | | 8 438,13 | 17 260,97 | 22 140,66 | 31 315,50 | 35 935,54 |
| Изменение НВВ на содержание электрических сетей ТСО Республики Дагестан | тыс. руб. | | 998 632,21 | 188 027,45 | 671 686,94 | 763 846,90 | 298 534,02 |
| НВВ на содержание электрических сетей ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» (утвержденная) | тыс. руб. | 5 096 985,74 | 5 094 890,14 | 5 134 330,94 | 5 174 118,83 | 5 214 256,84 | X |
| НВВ на содержание электрических сетей ТСО Республики Дагестан (без учета СиПР) | тыс. руб. | 5 266 644,26 | 5 266 449,59 | 5 306 196,60 | 5 263 014,56 | 5 248 581,53 | 5 248 581,53 |
| НВВ на содержание электрических сетей ТСО Республики Дагестан с учетом реализации дополнительных мероприятий СиПР | тыс. руб. | 5 266 644,26 | 6 265 081,80 | 5 494 224,05 | 5 934 701,50 | 6 012 428,43 | 5 547 115,55 |
| Изменение НВВ на содержание электрических сетей ТСО Республики Дагестан | % | | 19% | 4% | 13% | 15% | 6% |
| Темп роста потребления э/э | % | | 101% | 101% | 101% | 101% | 101% |
| Плановый объем полезного отпуска э/э | млн кВт*ч | 5 260,11 | 5 317,75 | 5 390,74 | 5 437,62 | 5 499,10 | 5 561,27 |
| Средний котловой тариф на услуги по передаче э/э на территории Республики Дагестан | руб./кВт*ч | 1,00 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,95 | 0,94 |
| Средний котловой тариф на услуги по передаче э/э с учетом реализации дополнительных мероприятий СиПР | руб./кВт*ч | 1,00 | 1,1781460 | 1,0191960 | 1,0914148 | 1,0933484 | 0,9974556 |
| Изменение среднего котлового тарифа на услуги по передаче э/э на территории Республики Дагестан | % | 0% | 19% | 4% | 13% | 15% | 6% |

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФОВ
РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН**

367003, Республика Дагестан,
г. Каспийск, Кирпичное шоссе 13 б.

тел./факс 8(8722) 55-08-10
e-mail: minenergord@yandex.ru

« 16 » марта 2022 г.

№ 45 – 1295/22

Генеральному директору
ООО «ЭТС-Проект»
Рыбину А.С.

Уважаемый Александр Сергеевич!

В ответ на письмо от 15.03.2022 г. № исх-389/22 направляю исходные данные для разработки оптимистического варианта развития электроэнергетики Республики Дагестан в рамках Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 годы.

Приложения:

1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 2022-2027 годы по оптимистическому варианту развития электроэнергетики Республики Дагестан на 1 л.

2. Исчерпывающий перечень перспективных потребителей электрической энергии, подлежащих учёту в рамках оптимистического варианта Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 годы на 5 л.

Заместитель министра

 Т. Салаватов

Ш.Гасанов 988-204-43-15

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республики Дагестан на 2022-2027 годы по оптимистическому варианту

| Величина | Единица измерения | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Эпотр | млн.кВт.ч | 7957 | 8224 | 8428 | 8507 | 8604 | 8711 |
| <i>прирост</i> | <i>% к пред. году</i> | <i>3.22</i> | <i>3.36</i> | <i>2.48</i> | <i>0.94</i> | <i>1.14</i> | <i>1.24</i> |
| Pmax | МВт | 1473 | 1531 | 1555 | 1574 | 1592 | 1612 |
| <i>прирост</i> | <i>% к пред. году</i> | <i>2.66</i> | <i>3.92</i> | <i>1.58</i> | <i>1.22</i> | <i>1.13</i> | <i>1.28</i> |

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Перечень перспективных потребителей, подлежащих учёту в оптимистическом варианте Схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023-2027 годы

| № п/п | Объект | Место нахождения объекта | Год ввода | Заявленная мощность, кВт | Центр питания 110 кВ и выше |
|-------|--|---|-----------|--------------------------|-----------------------------|
| 1 | Многokвартирный дом | 368600, Дагестан Респ, Дербент г, Гейдара Алиева ул, дом № 11, корпус с | 2022 | 650.0 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 2 | Гостиница | 368000, Дагестан Респ, Дербент г, Х. Тагиева ул | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 3 | Подключаемые объекты набережной | 368000, Дагестан Респ, Дербент г, побережье Каспийского моря | 2022 | 215.0 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 4 | Блочно-модульная котельная -БМК-7500/3Г | 368600, Дагестан Респ, Дербент г, Генриха Гасанова ул, дом № 7 | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 5 | Общеобразовательная организация на 604 уч.мест | 368037, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, Сивух с | 2022 | 345.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 6 | Общеобразовательная организация на 604 уч.мест с.Байрамаул Хасавюртовского района РД | 368000, Дагестан Респ, Хасавюртовский р-н, с.Байрамаул | 2022 | 235.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 7 | ЛПХ (парники) | 368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Аглабинское с | 2022 | 500.0 | ПС 110 кВ Белиджи |
| 8 | НАСЕЛЕНИЕ | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пос Ленинкент, мкр-2, ул Шихова | 2022 | 650.0 | ПС 110 кВ Буйнакск-1 |
| 9 | АЗС, кафе | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, на пересечении с. Шамхал-Термен и федеральной автодороги "Кавказ" | 2022 | 305.0 | ПС 110 кВ Буйнакск-1 |
| 10 | Консервный цех и теплица | 367901, Дагестан Респ, Махачкала г, Ленинкент пгт, на землях совхоза им. Ленина, 3У1 | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Буйнакск-1 |
| 11 | Офисное здание | 368220, Дагестан Респ, Буйнакск г, Имама Гази-Магомедова ул | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Буйнакск-1 |
| 12 | МКД | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Насрудинова, уч. Г/Ь/Б/Б | 2022 | 550.0 | ПС 110 кВ Восточная |
| 13 | Элеватор | Дагестан, Кизлярский р-н, с. Сар-Сар, кад. номер: 05:02:000044:90 | 2022 | 800.0 | ПС 110 кВ Александрия |
| 14 | ЛПХ | 368326, Дагестан Респ, Левашинский р-н, Халжалмахи с | 2022 | 150.0 | ПС 110 кВ Гергебиль |
| 15 | школа лицей № 22 | 367913, Дагестан Респ, Махачкала г, И.Шамиля ул | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ ГПП |
| 16 | ЛПХ | 368083, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Аджидада с, мкр. ЛМС | 2022 | 650.0 | ПС 110 кВ ЗФС |
| 17 | СНТ | 368108, Дагестан Респ, Кизилюртовский р-н, Султанянгиюрт с | 2022 | 450.0 | ПС 110 кВ ЗФС |
| 18 | МКД | 368500, Дагестан Респ, Избербаш г, ул. Г. Гамидова, дом № 3 | 2022 | 230.0 | ПС 110 кВ Изберг-Северная |
| 19 | База отдыха | 368000, Дагестан Респ, Избербаш г, расположенный на побережье Каспийского моря, южнее земельного участка с кадастровым номером 05:08:000064:224 | 2022 | 750.0 | ПС 110 кВ Изберг-Южная |
| 20 | Многоэтажная жилая застройка | 368000, Дагестан Респ, Избербаш г, Г.Гамидова ул | 2022 | 155.0 | ПС 110 кВ Изберг-Южная |
| 21 | Роддом на 30 коек | 368590, Дагестан Респ, Кайтагский р-н, Маджалис с | 2022 | 350.0 | ПС 110 кВ Кайтаг |
| 22 | ЛПХ | 368554, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность "Кулкамни тюбио" | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ Каякент |
| 23 | ЛПХ | 368554, Дагестан Респ, Каякентский р-н, Каякент с, местность "Кара тегенек" | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Каякент |
| 24 | СОШ на 604 ученических места | 368112, Дагестан Респ, Кизилюртовский р-н, Кировул с, Сильдинская ул, дом № 61 | 2022 | 458.0 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |
| 25 | Мусоросортировочный комплекс на 50 тыс. тонн | 368800, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, сельсовет "Красноармейский" | 2022 | 667.1 | ПС 110 кВ Кизляр-1 |
| 26 | Общеобразовательная организация | 368809, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, Новомонастырское с, Школьная ул, дом № 22 "а" | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Кизляр-1 |
| 27 | Общеобразовательная организация | 368814, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, Аверьяновка с, Пархоменко ул, дом № 4 | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 28 | Комплексе многоквартирных домов, корпуса 1.2.3 | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, по автодороге Ростов - Баку | 2022 | 630.0 | ПС 110 кВ Компас |
| 29 | МКД | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, в МКР "завод Радиотоваров" | 2022 | 350.0 | ПС 110 кВ Компас |
| 30 | Нефтяной завод | 368880, Дагестан Респ, Тарумовский р-н, Кочубей с, Строительная ул | 2022 | 600.0 | ПС 110 кВ Кочубей |
| 31 | Общеобразовательная организация | 367009, Дагестан Респ, Махачкала г, Лизы Чайкиной ул, дом № 38 | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Махачкала-110 |
| 32 | МКД | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, микрорайон "Новый город", на позиции 7, на позиции 8 | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Махачкала-110 |
| 33 | Обувной цех | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Махачкала-110 |
| 34 | Центр спортивной подготовки по единоборствам в с.Сильда Цумадинского района РД | 368900, Дагестан Респ, Цумадинский р-н, Цумадинское лесничество Инхокваринское лесничество квартал 16 выдел 4ч. в местности "Беда рохь" | 2022 | 853.3 | ПС 110 кВ Миарсо |
| 35 | Спорткомплекс | 368900, Дагестан Респ, Цумадинский р-н, Инхоквари с, местность "Беда рохь" | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Миарсо |

| № п/п | Объект | Место нахождения объекта | Год ввода | Заявленная мощность, кВт | Центр питания 110 кВ и выше |
|-------|--|---|-----------|--------------------------|-----------------------------|
| 36 | СПК "Источник" | 368100, Дагестан Респ, Кизилортовский р-н, Новое Зубутли | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Миатлы |
| 37 | СНТ | 368115, Дагестан Респ, Кизилортовский р-н, Зубутли-Миатли с | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Миатлы |
| 38 | Жилые дома | 368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Параул с, МКР Сасибулак | 2022 | 500.0 | ПС 110 кВ Насосная-1 |
| 39 | Общеобразовательная организация на 400 уч. мест | 368535, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Параул с, Чергес микрорайон ул | 2022 | 380.0 | ПС 110 кВ Насосная-1 |
| 40 | АЗС "Бутри-2" | 368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, вдоль федеральной трассы Манас-Махачкала | 2022 | 280.0 | ПС 110 кВ Насосная-1 |
| 41 | База отдыха | 368942, Дагестан Респ, Унцукульский р-н, Ирганай с, Балал Мухаммада Ирганайского ул, дом № 61 | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Новый Ирганай |
| 42 | НАСЕЛЕНИЕ | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, с/т Мотор, ул Центральная и ул. 8-я Моторная | 2022 | 650.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 43 | МКД | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, МКР, Юго-восточном Приморском районе | 2022 | 301.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 44 | Гостиничный комплекс | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пр-кт Насрутдинова, дом № 63 в | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 45 | Общежитие ЦПК г.Махачкала | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, пос.Степной, тупик Хаджи Булача 3-й, дом № 13 | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 46 | МКД | 367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Хаджи Булача ул, дом № 16 | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 47 | МКД | 367030, Дагестан Респ, Махачкала г, Степной мкр, Геджухская ул, дом № 3, корпус б | 2022 | 190.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 48 | Дагестанская филармония | 367007, Дагестан Респ, Махачкала г, Эльзы Ибрагимовой ул, дом № 9 | 2022 | 670.0 | ПС 110 кВ Приозерная |
| 49 | Участковая больница и поликлиника | 368547, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Гурбуки с | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ Рассвет |
| 50 | Общеобразовательная организация на 700 ученических мест | 368530, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Карабудахкент с | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ Рассвет |
| 51 | Дворец спорта | 368590, Дагестан Респ, Кайтагский р-н, Маджалис с, в местности "Аэродром" | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Родниковая |
| 52 | Мусоросортировочный комплекс | 368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Хучнинское шоссе, 1 | 2022 | 881.6 | ПС 110 кВ Самур |
| 53 | Общеобразовательная организация на 400 уч.мест | 368870, Дагестан Респ, Тарумовский р-н, Тарумовка с, Молодежная ул, дом № 32, корпус 2 | 2022 | 363.0 | ПС 110 кВ Тарумовка |
| 54 | Общеобразовательная организация | 368850, Дагестан Респ, Ногайский р-н, Терекли-Мектеб с, Дорожная ул, дом № 2/3 | 2022 | 180.0 | ПС 110 кВ Терекли-Мектеб |
| 55 | Дошкольная образовательная организация | 368260, Дагестан Респ, Хунзахский р-н, Орта с | 2022 | 165.0 | ПС 110 кВ Тлайлух |
| 56 | Население | 368270, Дагестан Респ, Хунзахский р-н, Батлаич с, Набережная ул, дом № 74 | 2022 | 320.0 | ПС 110 кВ Хунзах |
| 57 | Холодильный комплекс | 367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Портовское шоссе ул, дом № 5 б | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ ЦПП |
| 58 | Нежилое помещение | 367000, Дагестан Респ, Махачкала г, Нурадилова ул, дом № 27 | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ ЦПП |
| 59 | Комплексе сооружений для обслуживания служебно-вспомогательного флота и СНО в морском порту г. Махачкалы | 368000, Дагестан Респ, Махачкала г, ул. Портовское шоссе, 5, 3У 4 | 2022 | 170.0 | ПС 110 кВ ЦПП |
| 60 | Больница | 368360, Дагестан Респ, Лакский р-н, Кумух с, Сурхайхана ул, дом № 100 | 2022 | 531.2 | ПС 110 кВ Цудахар |
| 61 | производственной базы | 367913, Дагестан Респ, Махачкала г, Шамхал-Термен с, Заводская ул, дом № 1 | 2022 | 400.0 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 62 | торговый центр | 368040, Дагестан Респ, Новоллакский р-н, Тухчар с (Новострой). | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 63 | жилой дом | 368220, Дагестан Респ, Кумторкалинский р-н, Сафарали кутан | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 64 | МТФ | 368165, Дагестан Респ, Новоллакский р-н, Новомехельта с | 2022 | 280.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 65 | база стройматериалов | 368612, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Нижний Джалган с | 2022 | 200.0 | ПС 330 кВ Дербент |
| 66 | многоквартирный жилой дом | 368612, Дагестан Респ, Дербентский р-н, Хазар с | 2022 | 200.0 | ПС 330 кВ Дербент |
| 67 | Производство керамогранитной плитки | Республика Дагестан, Кумторкалинский район, с. Алмало, слева от автомобильной дороги М-29 "Кавказ" | 2022 | 5000.0 | ПС 110 кВ Стекольная |
| 68 | Строительство (посадка) суперинтенсивного и интенсивного сада в Дербентском районе Республики Дагестан | Республика Дагестан, Дербентский район, земельный участок с кад.номером 05:07:000114:398 площадью 1 320 270 кв.м. | 2022-2025 | 1400.0 | ПС 110 кВ Мамедкала |
| 69 | Строительство ярмарочного комплекса «Русские ярмарки - Махачкала» | Республика Дагестан, г. Махачкала, земельный участок с кад.номером 05:40:000078:3033 площадью 56 504 кв.м. | 2022-2024 | 2500.0 | ПС 110 кВ Приморская |
| 70 | Туристско-рекреационный комплекс «Инчхе Марина Каспий» | Республика Дагестан, Каякентский район, п. Инчхе | 2023 | 250.0 | ПС 110 кВ Изберг-Южная |

| № п/п | Объект | Место нахождения объекта | Год ввода | Заявленная мощность, кВт | Центр питания 110 кВ и выше |
|-------|---|---|-----------|--------------------------|-----------------------------|
| 71 | Создание индустриального строительного комплекса «Каспийск» на территории Республики Дагестан | Республика Дагестан, Карабудахкентский район, инвестиционная площадка "Уйташ" | 2023 | 6600.0 | ПС 110 кВ Уйташ-1 |
| 72 | «Модернизация и расширение цеха для производства стеклотары отвечающей евро-стандартам». Проект по строительству современной стекловаренной печи в объеме 160 тонн в сутки и установка современного оборудования для выпуска высококачественной стеклянной тары в объеме 144 млн. шт. стеклотары в год. | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2022-2023 | 1600.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 73 | Проект по строительству стекловаренной печи производительностью 240 тонн в сутки и установку оборудования для выпуска высококачественной стеклянной тары в объеме 246 млн. шт., емкостью от 0,1 до 5 л. | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2024-2026 | 2400.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 74 | Организация производства стеклянных шаров | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2022 | 600.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 75 | Производство концентрированных соков, пюре и нектаров | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2022-2024 | 3000.0 | ПС 110 кВ Огни |
| 76 | Производство стекловолкна и изделий из него | Республика Дагестан, город Каспийск, Инвестиционная площадка Уйташ | 2022 | 3500.0 | ПС 110 кВ Уйташ-2 |
| 77 | Организация производства одностадийного текстильного стекловолкна | Республика Дагестан, город Каспийск, Инвестиционная площадка Уйташ | 2022-2023 | 5500.0 | ПС 110 кВ Уйташ-2 |
| 78 | Строительство племпродуктора 2го порядка | Хасавюртовский район, с. Батаюрт | 2023-2027 | 1500.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 79 | Строительство племпродуктора 2го порядка | Хасавюртовский район, с. Батаюрт | 2023-2027 | 1500.0 | ПС 110 кВ Куруш |
| 80 | Строительство второй очереди тепличного комплекса общей площадью 6,6 га в поселке Шамхал-Термен гор. Махачкалы Республики Дагестан для круглогодичного выращивания томатов | п. Шамхал-Термен | 2022-2023 | 5500.0 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 81 | Закладка суперинтенсивного сада на площади 203,56 га и строительство фруктоохранилища на 10 000 тонн хранения | Магарамкентский район, с. Джебель | 2024 | 1500.0 | ПС 110 кВ Магарамкент |
| 82 | Закладка интенсивных садов на площади 2000 га и строительство плодохранилища 50000 тонн единовременного хранения | Сулейман-Стальский район, с. Юхари-Стал | 2022-2027 | 10000.0 | ПС 110 кВ Полоса |
| 83 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Байрамаул | 2022-2023 | 235.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 84 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Борагангечув | 2022-2023 | 114.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 85 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Цияб-Ичичали | 2022-2023 | 152.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 86 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Пятилетка | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 87 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Сивух | 2022-2023 | 235.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 88 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Советское | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 89 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Шагада | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Сулевкент |
| 90 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Новосаситли | 2022-2023 | 235.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 91 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Гокесуватар | 2022-2023 | 68.0 | ПС 110 кВ Ярыксу |
| 92 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Держинское | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Батаюрт |
| 93 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Тукита | 2022-2023 | 46.0 | ПС 110 кВ Акташ |
| 94 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Тотурбийкала | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |
| 95 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Сулевкент | 2022-2023 | 114.0 | ПС 110 кВ Сулевкент |
| 96 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Кокрек | 2022-2023 | 305.0 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |

| № п/п | Объект | Место нахождения объекта | Год ввода | Заявленная мощность, кВт | Центр питания 110 кВ и выше |
|-------|--|---|-----------|--------------------------|-----------------------------|
| 97 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Аджимагагатюрт | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Ярьюксу |
| 98 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Боташюрт | 2022-2023 | 114.0 | ПС 110 кВ Ярьюксу |
| 99 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Умаротар | 2022-2023 | 46.0 | ПС 110 кВ Куруш |
| 100 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Османюрт | 2022-2023 | 305.0 | ПС 110 кВ Ярьюксу |
| 101 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Чагаротар | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Бабаюрт |
| 102 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Нурадилово | 2022-2023 | 150.0 | ПС 110 кВ Ярьюксу |
| 103 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Эндирей | 2022-2023 | 46.0 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |
| 104 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Ботаюрт | 2022-2023 | 46.0 | ПС 110 кВ Ярьюксу |
| 105 | Школа | Республика Дагестан, Хасавюртовский р-н, с. Куруш | 2022-2023 | 76.0 | ПС 110 кВ Куруш |
| 106 | Мусоросортировочный комплекс | 368760, Дагестан Респ, Сулейман-Стальский р-н, Касумкент с | 2022 | 667.1 | ПС 110 кВ Касумкент |
| 107 | Мусоросортировочный комплекс на 15 тыс. тонн | 368760, Дагестан Респ, Сулейман-Стальский р-н, Касумкент с | 2022 | 667.1 | ПС 110 кВ Касумкент |
| 108 | КФХ | 368800, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, сельсовет Большепаршевский | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 109 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 7641.1 | ПС 110 кВ Махачкала-110 |
| 110 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 7641.1 | ПС 110 кВ ЦПП |
| 111 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 7641.1 | ПС 110 кВ ГПП |
| 112 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 7641.1 | ПС 110 кВ Шамхал |
| 113 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 3820.5 | ПС 110 кВ Новая |
| 114 | Перспективная застройка на территории г. Махачкала | Республика Дагестан, г. Махачкала | 2022-2027 | 3820.5 | ПС 110 кВ Приозерная |
| 115 | Перспективная застройка на территории г. Буйнакс | Республика Дагестан, г. Буйнакс | 2022-2027 | 979.6 | ПС 110 кВ Буйнакс-1 |
| 116 | Перспективная застройка на территории г. Буйнакс | Республика Дагестан, г. Буйнакс | 2022-2027 | 979.6 | ПС 110 кВ Буйнакс-2 |
| 117 | Перспективная застройка на территории г. Дагестанские Огни | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2022-2027 | 263.4 | ПС 110 кВ Огни |
| 118 | Перспективная застройка на территории г. Дагестанские Огни | Республика Дагестан, г. Дагестанские Огни | 2022-2027 | 263.4 | ПС 110 кВ Сабнова |
| 119 | Перспективная застройка на территории г. Дербент | Республика Дагестан, г. Дербент | 2022-2027 | 1269.8 | ПС 110 кВ Дербент-Западная |
| 120 | Перспективная застройка на территории г. Дербент | Республика Дагестан, г. Дербент | 2022-2027 | 1269.8 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 121 | Перспективная застройка на территории г. Избербаш | Республика Дагестан, г. Избербаш | 2022-2027 | 568.1 | ПС 110 кВ Изберг-Северная |
| 122 | Перспективная застройка на территории г. Избербаш | Республика Дагестан, г. Избербаш | 2022-2027 | 568.1 | ПС 110 кВ Изберг-Южная |
| 123 | Перспективная застройка на территории г. Каспийск | Республика Дагестан, г. Каспийск | 2022-2027 | 2628.0 | ПС 110 кВ Берег |
| 124 | Перспективная застройка на территории г. Каспийск | Республика Дагестан, г. Каспийск | 2022-2027 | 2628.0 | ПС 110 кВ Насосная-1 |
| 125 | Перспективная застройка на территории г. Каспийск | Республика Дагестан, г. Каспийск | 2022-2027 | 2628.0 | ПС 110 кВ Юго-Восточная |
| 126 | Перспективная застройка на территории г. Каспийск | Республика Дагестан, г. Каспийск | 2022-2027 | 2628.0 | ПС 110 кВ Чистое море |
| 127 | Перспективная застройка на территории г. Кизилюрт | Республика Дагестан, г. Кизилюрт | 2022-2027 | 907.5 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |
| 128 | Перспективная застройка на территории г. Кизляр | Республика Дагестан, г. Кизляр | 2022-2027 | 1179.5 | ПС 110 кВ Кизляр-1 |
| 129 | Перспективная застройка на территории г. Кизляр | Республика Дагестан, г. Кизляр | 2022-2027 | 1179.5 | ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 130 | Перспективная застройка на территории г. Хасавюрт | Республика Дагестан, г. Хасавюрт | 2022-2027 | 2372.9 | ПС 110 кВ Кизилюртовская |
| 131 | Перспективная застройка на территории г. Хасавюрт | Республика Дагестан, г. Хасавюрт | 2022-2027 | 2372.9 | ПС 110 кВ Ярьюксу |

| № п/п | Объект | Место нахождения объекта | Год ввода | Заявленная мощность, кВт | Центр питания 110 кВ и выше |
|-------|---|---|-----------|--------------------------|-----------------------------|
| 132 | Перспективная застройка на территории г. Хасавюрт | Республика Дагестан, г. Хасавюрт | 2022-2027 | 2372.9 | ПС 110 кВ Сулак |
| 133 | Перспективная застройка на территории Карабудахкентского района | Республика Дагестан, Карабудахкентский район | 2022-2027 | 106.4 | ПС 110 кВ Рассвет |
| 134 | Перспективная застройка на территории Левашинского района | Республика Дагестан, Левашинский район | 2022-2027 | 79.3 | ПС 110 кВ Леваш |
| 135 | Перспективная застройка на территории Кизилортовского района | Республика Дагестан, Кизилортовский район | 2022-2027 | 153.9 | ПС 110 кВ Кизилортовская |
| 136 | Перспективная застройка на территории Магарамкентского района | Республика Дагестан, Магарамкентский район | 2022-2027 | 932.3 | ПС 110 кВ Магарамкент |
| 137 | АБЗ | 368100, Дагестан Респ, Кизилортовский р-н, Гельбах с, примерно в 10 м. по направлению на восток от ориентира трасса Кизилорт-Буйнакск, северо-восточнее СУ-900. | 2022 | 350.0 | ПС 110 кВ ЗФС |
| 138 | Медицинский центр | 368000, Дагестан Респ, Кизляр г, Восточная ул, дом № 82 | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 139 | ФРУКТОВОЕ ХРАНИЛИЩЕ | 368780, Дагестан Респ, Магарамкентский р-н, Гильяр с | 2022 | 350.0 | ПС 110 кВ Магарамкент |
| 140 | СНТ "Заря" | 368115, Дагестан Респ, Кизилортовский р-н, Зубутли-Миатли с | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Миатлы |
| 141 | КФХ | 368100, Дагестан Респ, Кизилортовский р-н, Нечаевка с | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ ЗФС |
| 142 | Асфальтно-бетонный завод (АБЗ) | 368163, Дагестан Респ, Новолакский р-н, Гамнях с | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Ярксу |
| 143 | Курорт "Чиркей" | 368200, Дагестан Респ, Буйнакский р-н, Чиркей с | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Новый Чиркей |
| 144 | Овоще- и фруктохранилища | 368800, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, "сельсовет Южный" | 2022 | 180.0 | ПС 110 кВ Кизляр-1 |
| 145 | Медицинский центр | 367010, Дагестан Респ, Махачкала г, Ляхова ул, дом № 47 | 2022 | 380.0 | ПС 110 кВ ГПП |
| 146 | ЛПХ | 368534, Дагестан Респ, Карабудахкентский р-н, Доргели с, местность "Озек-ичи" | 2022 | 180.0 | ПС 110 кВ Рассвет |
| 147 | Больница на 128 коек с поликлиникой | 368730, Дагестан Респ, Ахтынский р-н, Ахты с | 2022 | 450.0 | ПС 110 кВ Ахты |
| 148 | Нежилое помещение | 368600, Дагестан Респ, Дербент г, Я.Свердлова ул, дом № 2, корпус В | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Дербент-Западная |
| 149 | МКД | 368608, Дагестан Респ, Дербент г, М.Далгата ул, дом № 1, корпус д | 2022 | 200.0 | ПС 110 кВ Агабалаева |
| 150 | Офисное здание | 368000, Дагестан Респ, Кизляр г, Красина ул, дом № 42 | 2022 | 300.0 | ПС 110 кВ Кизляр-2 |
| 151 | Туристическая база | 368600, Дагестан Респ, Дербентский р-н, на территории "с/с Первомайский" | 2022 | 500.0 | ПС 110 кВ Мамедкала |
| 152 | Общеобразовательная организация | 368800, Дагестан Респ, Кизлярский р-н, Нововладимировское с, Курдюковская ул, дом № 5 | 2022 | 250.0 | ПС 110 кВ Александрия |



г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 10, оф. 3
г. Махачкала, пр-т. Имама Шамиля, 75
индекс: 367000
тел.: 8 (800) 600 99 25
e-mail: Info@EcoEnergy.group
www.ecoenergy.group

От 06.08.2021 № 06/08-21
О внесении корректировки в СИПР

Министру энергетики и
жилищно - коммунального
хозяйства Республики Дагестан

Р.У. Мурадову

Уважаемый Ризван Усманович!

Группа компаний «EcoEnergy» (ГК «EcoEnergy») в консорциуме с итальянской энергетической компанией «Idroenergia SLR» реализует инвестиционные проекты по строительству объектов малой гидрогенерации (далее – МГЭС) в Республике Дагестан, суммарной установленной мощностью 5,94 МВт в рамках механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на розничных рынках электроэнергии.

Мы благодарим Министерство энергетики и ЖКХ Республики Дагестан за активную поддержку и содействие, обеспечивающее благоприятные условия для реализации проектов Самурских МГЭС 11-16 совместно с итальянскими партнерами. В настоящее время, наша компания в лице дочерней SPV (проектной) компании ООО «ГидроЭнерджи» совместно с итальянскими партнерами приступила к проектированию объектов 1-го этапа строительства Самурских МГЭС, включающих:

- Самурскую МГЭС 11;
- Самурскую МГЭС 16.

Кроме того, в настоящее время нам удалось согласовать и подписать с итальянскими партнерами совместный инвестиционный контракт на реализацию также проектов 2-го этапа строительства Самурских МГЭС, включающих:

- Самурскую МГЭС 12;
- Самурскую МГЭС 13;
- Самурскую МГЭС 14;
- Самурскую МГЭС 15.

В связи с завершением финансово-инвестиционного структурирования всех 6-ти проектов Самурских МГЭС, представляется возможным внесение корректировок в Схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан до 2026 года, предусматривающих реализацию проектов Самурских МГЭС 1-го и 2-го этапа совместным предприятием ГК «EcoEnergy» и «Idroenergia SLR» в лице ООО «ГидроЭнерджи».

В связи с вышеизложенным, просим Вас уважаемый Ризван Усманович оказать содействие во внесении уточненных данных в Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2022 – 2026 годов, в соответствии с Приложением, а также заключить дополнительное соглашение о реализации инвестиционных проектов МГЭС, предусматривающие (Приложение 2).

Приложения:

1. Предложения в СИПР РД 2022-2026 гг. на 1 л. в 1 экз.
2. Дополнительное соглашение № 1 по Самурским МГЭС 11-16 на 2 л. в 1 экз.

С уважением,
Генеральный директор



П.В. Моисеев

Приложение 1: Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и рекомендованных для включения в СИПР Министрством энергетики и ЖКХ Республики Дагестан

| Наименование организации | Наименование проекта | Вид соответствующего объекта | Идентификационный номер объекта | Планируемая установленная мощность, МВт | Величина капитальных затрат на возведение 1 кВт (руб/кВт) | Планируемое местонахождение генерирующего объекта | Срок возврата инвестированного капитала, лет | Базовый уровень нормы доходности капитала, % | Год отбора проекта | Планируемая дата ввода в эксплуатацию | Дата установления тарифа |
|---|----------------------|---|---------------------------------|---|---|---|--|--|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 11 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0004 | 0,99 | 194 000,0 | Рутульский район, Республика Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2022 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 12 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0005 | 0,99 | 210 000,0 | Южный территориальный округ Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2023 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 13 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0006 | 0,99 | 192 000,0 | Южный территориальный округ Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2023 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 14 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0007 | 0,99 | 197 000,0 | Южный территориальный округ Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2023 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 15 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0008 | 0,99 | 187 000,0 | Южный территориальный округ Республики Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |
| ООО «ГидроЭнерджи» (входит в ГК «ЭкоЭнерджи») | Самурская МГЭС - 16 | Объекты, функционирующие на основе использования энергии потоков воды | 0009 | 0,99 | 194 000,0 | Рутульский район, Республика Дагестан | 15 | 12 | 2020 | 2024 | Не установлен |

| Наименование ЦП | Наименование Т | Номинальная мощность Т | | Класс напряжения | Год ввода Т в эксплуатацию | Марка Т | Система охлаждения | Установленная мощность ЦП | | Максимальная нагрузка ЦП | Дата зимнего контрольного замера соответствующая максимальной нагрузке ЦП. | Дата летнего контрольного замера соответствующая максимальной нагрузке ЦП. | ДДТН (Кдоп) Т | | Температура воздуха в день контрольного замера, °С | | Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП (ΔScpm), МВА | | Загрузка ЦП с учётом перераспределённой мощности, МВА | | Присоединяемая мощность по договорам и Актам на ТП | Перспективная загрузка ЦП с учётом перевода мощности, МВА | | Уровень перспективной загрузки трансформ. ПС и в норм. реж. для однотрансформ. ПС, с учётом перевода мощности, % | |
|----------------------|----------------|------------------------|-----------|------------------|----------------------------|---------|--------------------|---------------------------|-------|--------------------------|--|--|---------------|------|--|------|---|-------|---|------|--|---|------|--|------|
| | | Сном, МВА | Уном, кВ | | | | | Сцп, МВА | зима | | | | лето | зима | лето | зима | лето | зима | лето | зима | | лето | зима | лето | зима |
| ПС 110 кВ Стекольная | Т-1 | 63 | 110/35/10 | 2013 | ТДТН | Д | 126 | 6,17 | 5,18 | 15.12.2021 | 16.06.2021 | 125% | 119% | 9,1 | 22,3 | 0,00 | 0,00 | 6,17 | 5,18 | 4,65 | 10,82 | 9,83 | 17% | 16% | |
| | Т-2 | 63 | 110/35/10 | 2013 | ТДТН | Д | | | | | | 125% | 119% | 9,1 | 22,3 | | | | | | | | 17% | 16% | |
| Каспийская ТЭЦ | Т-3 | 25 | 110/6 | 1990 | ТРДН | Д | 50 | 16,16 | 12,51 | 15.12.2021 | 16.06.2021 | 108% | 98% | 9,1 | 22,3 | 0,00 | 0,00 | 16,16 | 12,51 | 0,00 | 16,16 | 12,51 | 65% | 50% | |
| | Т-1 | 25 | 110/6 | 1990 | ТРДН | Д | | | | | | 108% | 98% | 9,1 | 22,3 | | | | | | | | 65% | 50% | |

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан на пятилетнюю перспективу для оптимистического варианта развития (в электронном виде в формате PDF)