



**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](mailto:ets-p@el-ts.ru), [www.el-ts.ru](http://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 2. Книга 1**

**Прогноз основных направлений развития электроэнергетики**  
**Республики Дагестан на 2023-2027 гг. по базовому 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	Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Дагестан.....	5
2	Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 годов по базовому варианту .....	7
3	Детализация электропотребления и максимума нагрузки в разрезе крупных перспективных потребителей по базовому варианту .....	9
4	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан мощностью более 5 МВт на период 2023-2027 годов по базовому варианту .....	11
5	Прогноз развития энергетики Республики Дагестан на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов .....	13
6	Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2023-2027 годов по базовому варианту .....	14
7	Формирование предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан по базовому варианту .....	16
7.1	Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше в рамках технических условий на технологическое присоединение крупных потребителей и генерирующих объектов .....	16
7.2	Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше, предусмотренный утверждёнными инвестиционными программами электросетевых компаний.....	19
7.3	Анализ результатов расчётов режимов электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан на период 2023-2027 годов .....	21
7.4	Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования центров питания 110 кВ и выше .....	56
7.5	Перечень мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации выявленных «узких мест» по базовому варианту .....	113
7.6	Перечень мероприятий по строительству и реконструкции центров питания 110 кВ и выше по базовому варианту .....	115
7.7	Предложения по уточнению перечня мероприятий на объектах ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, и сроков их реализации.....	117
7.8	Анализ баланса реактивной мощности на период 2023-2027 годов по базовому варианту. Рекомендации по вводу средств компенсации реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше Республики Дагестан .....	118
7.9	Мероприятия по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей .....	118
8	Предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики по причине отсутствия обоснований их реализации .....	139
9	Технико-экономические показатели развития электрических сетей 110 кВ и выше Республики Дагестан по базовому варианту .....	140
9.1	Сводный перечень мероприятий по строительству и реконструкции электрических сетей 110 кВ и выше .....	140
9.2	Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением ниже 110 кВ.....	150
9.3	Оценка тарифных последствий реализации мероприятий по базовому варианту развития электроэнергетики Республики Дагестан.....	150
	Приложения .....	154

## Список приложений

№ п/п	Наименование	Лист
1	Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан	154
2	Карта-схема электрических сетей 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан на пятилетнюю перспективу для базового варианта развития (в электронном виде в формате PDF)	158

# 1 Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Дагестан

Анализ ситуации в топливно-энергетическом комплексе Республики Дагестан свидетельствует о том, что пропускная способность электросетевого хозяйства достаточно высокая. К проблемам можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования. Инвестиции в обновление, модернизацию оборудования топливно-энергетического комплекса Республики Дагестан вкладывались в недостаточном объеме, что приводит к его старению и повышению вероятности выхода из работы.

Главной целью функционирования и развития электроэнергетической инфраструктуры Республики Дагестан является создание благоприятных условий социально-экономического развития Республики Дагестан, повышение конкурентоспособности и устранение инфраструктурных ограничений и рисков для развития всех видов деятельности на территории Республики Дагестан.

В соответствии с этим определяются две группы стратегических задач в части электроэнергетической инфраструктуры и энергообеспечения:

- эффективное развитие электроэнергетической инфраструктуры;
- повышение эффективности производства, передачи, использования энергии и развитие энергосбережения.

Приоритетные задачи первой группы – развитие электроэнергетической инфраструктуры Республики Дагестан – определяются, исходя из понимания существующей и прогнозируемой структуры ее экономики, значимости надежного энергоснабжения для населения Республики Дагестан, сфер его жизни, для развития и модернизации базовых отраслей промышленности и перехода к инновационному пути развития. В таблице 1.1 представлены важнейшие приоритетные задачи развития электроэнергетики Республики Дагестан.

Приоритеты второй группы задач – повышение эффективности использования энергии и развития энергосбережения в Республики Дагестан – связаны с необходимостью использования резервов энергосбережения, эффективности использования энергии потребителями Республики Дагестан, использованием возобновляемых источников энергии и согласуются с федеральной политикой снижения энергоемкости ВВП страны.

*Таблица 1.1 – Приоритетные задачи развития электроэнергетики Республики Дагестан*

Приоритетные задачи	Направления решения
Обеспечение надежности электроснабжения потребителей	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Развитие общесистемных функций энергосистемы Республики Дагестан в рамках ОЭС Юга и ЕЭС России в целом в соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года;</li> <li>– согласование планов и приоритетов развития Республики Дагестан с ПАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, выполняющими функции операторов в области генерации, транспортировки и распределения электрической и тепловой энергии на территории Республики Дагестан;</li> <li>– учет потребностей Республики Дагестан в долгосрочных инвестиционных программах операторов электроэнергетической инфраструктуры, при заключении договоров с генерирующими компаниями на поставку мощности, при разработке планов модернизации их энергетической инфраструктуры.</li> </ul>
Повышение эффективности функционирования объектов электроэнергетики	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработка и реализация региональной политики энергоэффективности в соответствии с концепцией повышения энергоэффективности Российской Федерации, в том числе путем конкретизации целевых индикаторов энергоэффективности и их мониторинга, сравнения с лучшими отраслевыми показателями (бенчмаркинг);</li> </ul>

Приоритетные задачи	Направления решения
	– проведение тарифной политики, стимулирующей сокращение потерь электрической и тепловой энергии в сетях, снижение удельных расходов топлива на тепловых электростанциях путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования.
Обеспечение доступности энергоснабжения всем потребителям, включая малый и средний бизнес, сельские, удаленные и изолированные районы	– Опережающее развитие сетевой инфраструктуры электроснабжения; – Развитие на территории Республики Дагестан рассредоточенных систем энергетики (локальных энергосистем) с использованием возобновляемых источников энергии.
Сдерживание роста всех видов экологической нагрузки	– Разработка и реализация мер экологической политики, регламентирующих и регулирующих развитие электроэнергетики, обеспечивающих минимизацию воздействия энергетических объектов на окружающую среду и потенциальные угрозы.

Приоритеты эффективности использования электрической энергии и других видов энергоресурсов распространяются на все сферы производственного и бытового потребления, предполагают стимулы и возможности оптимизировать способы и качество энергоснабжения, включая:

- установление запретов на использование энергорасточительных технологий;
- стимулирование использования всеми потребителями экологических и энергоэффективных технологий и возобновляемых источников энергии;
- поддержка практики энергетического аудита;
- обеспечение прямой поддержки со стороны государства реализации инвестиционных проектов в энергетической сфере, предусматривающих внедрение энергосберегающих технологий нового поколения;
- развитие автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка;
- реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса;
- активизация всего потенциала организационного и технологического энергосбережения, составляющего до 40% общего объема внутреннего энергопотребления;
- активизация организационного и технологического потенциала энергосбережения.

Меньшая электроемкость ВРП будет содействовать повышению эффективности экономики Республики Дагестан за счет получения большего полезного эффекта при использовании того же количества электрической энергии.

## 2 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 годов по базовому варианту

Базовый вариант прогноза потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года на территории Республики Дагестан принят в соответствии с данными филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ и опирается на проект «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы».

Прогноз потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Дагестан по базовому варианту представлен в таблице 2.1 и на рисунке 2.1. Ожидаемый объём потребления электрической энергии к 2027 г. ожидается на уровне 8290 млн кВт·ч (увеличение на 582 млн кВт·ч или на 7,6% по сравнению с 2021 г. со среднегодовым темпом прироста в 1,22% в год).

Таблица 2.1 – Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг., млн кВт·ч

Наименование	Факт	Прогноз					
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребление электрической энергии	7708	7780	7910	8062	8122	8205	8290

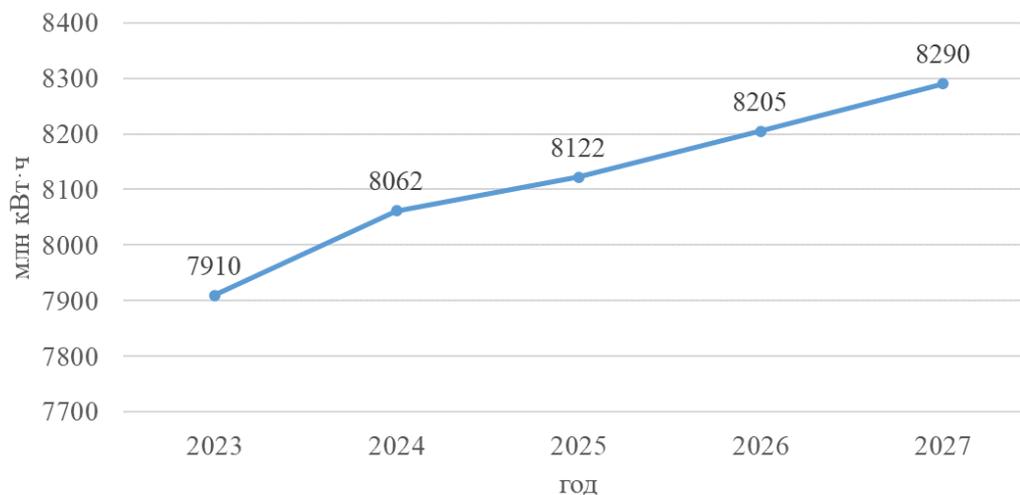
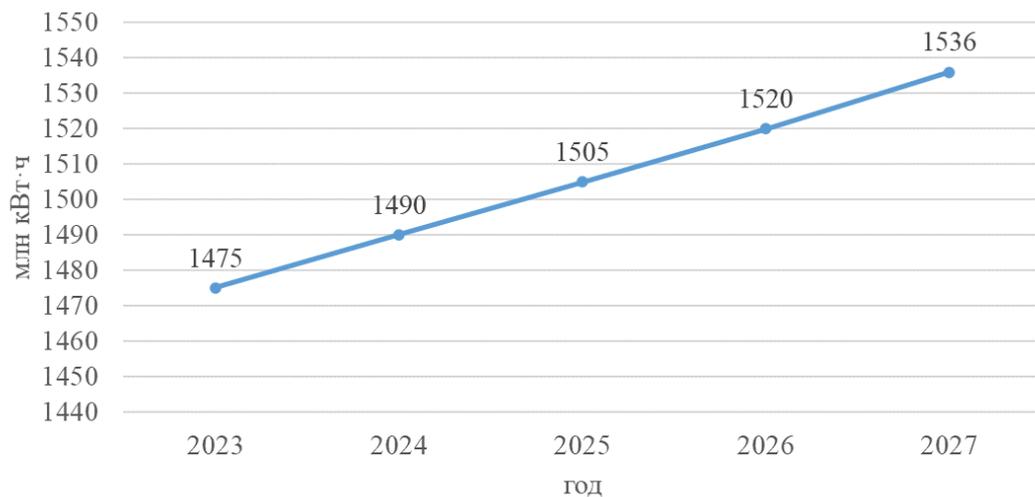


Рисунок 2.1 – Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 гг., млн кВт·ч

Прогнозная динамика собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан по базовому варианту приведена в таблице 2.2 и на рисунке 2.2. Значение данного показателя к 2027 г. ожидается на уровне 1536 МВт, что больше фактического значения за 2021 г. на 101 МВт или на 7,0%. Среднегодовой темп прироста максимума потребления мощности за указанный период составит 1,14%.

Таблица 2.2 – Прогноз собственного максимума потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период 2023-2027 гг., МВт

Наименование	Факт	Прогноз					
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Собственный максимум	1435	1441	1475	1490	1505	1520	1536



*Рисунок 2.2 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Республики Дагестан до 2027 года*

Расчётные значения потребления мощности по энергосистеме Республики Дагестан по базовому варианту для различных характерных режимов и температурных условий приведены в таблице 2.3<sup>1</sup>.

*Таблица 2.3 – Потребление мощности по энергосистеме Республики Дагестан по базовому варианту для различных характерных режимов и температурных условий на период до 2027 года, МВт*

Период	t, °C	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Зимних максимальных нагрузок	-6	1441	1475	1490	1505	1520	1536
Зимних минимальных нагрузок	-6	878	899	908	917	926	936
Летних максимальных нагрузок	+25	863	884	893	902	911	920
Летних минимальных нагрузок	+25	472	484	489	493	498	504
Летних максимальных нагрузок в ПЭВТ	+35	1116	1142	1154	1165	1177	1189
Максимальных нагрузок в период паводка	+7	1102	1128	1140	1151	1163	1175
Минимальных нагрузок в период паводка	+7	747	764	772	780	788	796
Зимних максимальных нагрузок в период наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92	-13	1530	1566	1582	1598	1614	1631
Зимних максимальных нагрузок при расчётной температуре ТНВ	+10	1180	1208	1220	1232	1245	1258

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

### 3 Детализация электропотребления и максимума нагрузки в разрезе крупных перспективных потребителей по базовому варианту

Оценка ожидаемых приростов электрических нагрузок энергосистемы Республики Дагестан выполнена с учетом действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и коэффициентов реализации.

Коэффициент реализации – отношение максимальной фактически набранной мощности к максимальной заявленной мощности энергопринимающих устройств потребителей при технологическом присоединении, в зависимости от категории потребителей электрической энергии, полученное на основании статистической информации и учитываемое при определении перспективной нагрузки (таблица 3.1).

*Таблица 3.1 – 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

При формировании прогноза мощности и электрической энергии для базового варианта развития учитывались действующие договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств.

На территории энергосистемы Республики Дагестан отсутствуют крупные потребители с максимальным потреблением активной мощности, составляющим более 1% от потребления в целом по региону. В таблице 3.2 приведен список крупных перспективных потребителей электроэнергии и мощности Республики Дагестан, имеющих утвержденные технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям, учтенных в прогнозе базового варианта развития.

Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью свыше 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан приведен в Приложении 1 Тома 2 Книги 3.

В Приложении 2 Тома 2 Книги 3 приведен перечень действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт.

Таблица 3.2 – Перечень действующих договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей мощностью свыше 670 кВт к электрической сети Республики Дагестан, по которым заключены договоры на технологическое присоединение

№ п/п	Заявитель	Объект	Номер ТУ	Год ввода	Заявленная мощность, кВт	Диспетчерское наименование ПС
1	МКУ Управление капитального строительства ГО «город Дербент»	368600, Республика Дагестан, Дербентский район, с. Сабнова	7879/2021/ДГ/ДЕРБГЭС	2023	25000	ПС 110 кВ Сабнова (вновь сооружаемая)
2	Агентство по предпринимательству и инвестициям Республики Дагестан	Индустриальный парк «Аврора»	1102/2020/ДЭ/КАРАРЭС	2022	21000	ПС 110 кВ Аврора (вновь сооружаемая)
3	ГКУ Республики Дагестан «Дирекция строящихся объектов «Новострой»	Новолакский переселенческий район	18137/2019/ДГ/ЦЕНТРЭС	2022	17000	ПС 110 кВ Новострой (вновь сооружаемая)
4	Дирекция единого государственного заказчика-застройщика	Канализационная насосная станция	4729/2020/ДЭ/КАРАРЭС	2023	8268	ПС 110 кВ Чистое море (вновь сооружаемая)
5	ФГКУ «2 ЦЗЗ войск национальной гвардии»	Военный городок в/ч 6752	707д	2022	7600	ПС 110 кВ Звезда (вновь сооружаемая)
6	АО «Завод им. Гаджиева»	производственные площади АО «Завод Гаджиева»	0004/05/2020	2022	4580	ПС 110 кВ Уйташ-2
7	МКУ «Управление коммунального хозяйства г. Хасавюрт»	Насосная станция «Сулак»	942/2020/ДЭ/КИЗИРЭС	2022	2200	ПС 110 кВ НС-Сулак (вновь сооружаемая)
8	ЖСК «Рост»	МКД	549/2020/ДЭ/МАХАГЭС	2023	2000	ПС 110 кВ Восточная
9	ООО «Алвиса»	Вино-коньячный комбинат	9303/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2022	2000	ПС 110 кВ Геджух
10	ООО «Миракл группа»	Многоквартирный жилой комплекс	9969/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2023	2000	ПС 110 кВ Приозерная
11	ООО «Юагрохолдинг»	Агротехпарк	984/2020/ДЭ/ЦЕНТРЭС	2022	2000	ПС 110 кВ Стекольная
12	ООО «Бест Моторс»	Центр обработки данных	12547/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	1500	ПС 110 кВ Новая
13	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	очистные сооружения водоснабжения	0098/05/2021	2022	1061	ПС 110 кВ ЗФС
14	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	канализационные сооружения	0097/05/2021	2022	849	ПС 110 кВ ЗФС
15	СНТ «Заря»	СНТ Заря	0270/05/2021	2022	800	ПС 110 кВ Кизляр-1
16	УФСБ по Республике Дагестан	Жилой комплекс на 510 квартир	1303/2021/ДЭ/МАХАГЭС	2022	800	ПС 110 кВ Восточная ПС 110 кВ Берег
17	ФГКУ РОСГРАНСТРОЙ	МАПП Яраг-Казмаляр	12751/2021/ДЭ/МАГАРЭС	2023	670	ПС 110 кВ Магарамкент

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

Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан установленной мощностью не менее 5 МВт сформирован на основе исходной информации филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ и проекта «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы». Объёмы модернизации генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан в период до 2027 года приведены в таблице 4.1, объёмы ввода генерирующего оборудования – в таблице 4.2. Вывод генерирующего оборудования из эксплуатации в рассматриваемый период по базовому варианту не планируется.

Таблица 4.1 – Объёмы модернизации генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан на период до 2027 года по базовому 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

Таблица 4.2 – Объёмы ввода генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан на период до 2027 года по базовому варианту, МВт

Наименование ЭС	Собственник объекта	Вид топлива	Тип ввода	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Южно-Сухокумская СЭС (Ногайская СЭС)	ООО «Грин Энерджи Рус»	-	Новое строительство	15					
Зодиак СЭС	ООО «Новая энергия»	-	Новое строительство		99,9				
Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	ООО «Юнигрин Пауэр»	-	Новое строительство			60			
<b>ИТОГО</b>				<b>15</b>	<b>99,9</b>	<b>60</b>			

Динамика изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период до 2027 года по базовому варианту представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Динамика изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период до 2027 году по базовому варианту, МВт

Наименование электростанции	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
<b>Гидроэлектростанции</b>						
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 <sup>2</sup>	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
<b>Тепловые электростанции</b>						
Махачкалинская ТЭЦ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
<b>Электростанции, функционирующие на основе ВИЭ</b>						
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
<b>ИТОГО, в т.ч.</b>	<b>1920,1</b>	<b>2020,0</b>	<b>2109,0</b>	<b>2138,0</b>	<b>2163,0</b>	<b>2188,0</b>
<i>ГЭС</i>	<i>1886,1</i>	<i>1886,1</i>	<i>1915,1</i>	<i>1944,1</i>	<i>1969,1</i>	<i>1994,1</i>
<i>ТЭС</i>	<i>18,0</i>	<i>18,0</i>	<i>18,0</i>	<i>18,0</i>	<i>18,0</i>	<i>18,0</i>
<i>ВЭС, СЭС</i>	<i>16,0</i>	<i>115,9</i>	<i>175,9</i>	<i>175,9</i>	<i>175,9</i>	<i>175,9</i>

<sup>2</sup> В т.ч. МГЭС Дагестанского филиала ПАО «РусГидро» суммарной установленной мощностью 7,73 МВт (Курушская, Ахтынская, Агульская, Магинская, Амсарская, Аракульская и Шиназская ГЭС), а также Бавтугайская ГЭС ООО «Энергострой ЛТД» мощностью 0,6 МВт

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

По состоянию на 01 января 2022 года информация о проведении конкурсного отбора по включению генерирующих источников на основе использования ВИЭ, в отношении которых продажа электроэнергии (мощности) планируется на розничных рынках, в Схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2023-2027 гг., отсутствует. Таким образом, электростанции, подлежащие включению в схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан по базовому варианту по результатам конкурсного отбора, в настоящее время отсутствуют.

Кроме того, в реестре квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, опубликованном Ассоциацией «НП Совет рынка» 22 февраля 2022 г.<sup>3</sup>, объекты, расположенные на территории Республики Дагестан, также отсутствуют.

---

<sup>3</sup> [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/reestr\\_kvalificirovannyh\\_ot\\_22.02.2022.xls](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/reestr_kvalificirovannyh_ot_22.02.2022.xls)

## 6 Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на период 2023-2027 годов по базовому варианту

Перспективные балансы электрической энергии и мощности по базовому варианту определены на основе исходной информации филиала АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ и проекта «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы» в соответствии с прогнозом спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республики Дагестан (раздел 2 настоящей Книги) и планируемыми мероприятиями 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 базовому варианту представлен в таблице 6.1 и на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (базовый вариант)

Наименование	2021 год факт	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребность (потребление электрической энергии)	7,708	7,780	7,910	8,062	8,122	8,205	8,290
Покрытие (производство электрической энергии), в том числе:	4,846	4,933	5,227	5,389	5,434	5,434	5,434
ГЭС	4,792	4,864	5,112	5,112	5,112	5,112	5,112
ТЭС	0,054	0,058	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
ВЭС, СЭС	0,001	0,011	0,056	0,218	0,263	0,263	0,263
Сальдо перетоков электрической энергии*	2,862	2,847	2,684	2,673	2,688	2,771	2,856

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



Рисунок 6.1 – Перспективный баланс электроэнергии по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (базовый 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 базовому варианту будет обеспечиваться на 65,4% за счёт собственной генерации и на 34,6% за счёт внешних перебоев.

Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года по базовому варианту представлен в таблице 6.2 и на рисунке 6.2.

*Таблица 6.2 – Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (базовый вариант)*

Наименование	2021 год факт	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Потребность (собственный максимум)	1435	1441	1475	1490	1505	1520	1536
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	1905,1	1920,1	2020,0	2109,0	2138,0	2163,0	2188,0
ГЭС	1886,1	1886,1	1886,1	1915,1	1944,1	1969,1	1994,1
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ВЭС, СЭС	1,0	16,0	115,9	175,9	175,9	175,9	175,9



*Рисунок 6.2 – Перспективный баланс мощности по энергосистеме Республики Дагестан на период до 2027 года (базовый вариант)*

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

## **7 Формирование предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше Республики Дагестан по базовому варианту**

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

Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг., выполнено на основании анализа мероприятий, предусмотренных в проекте СиПР ЕЭС России 2022-2028 и мероприятий, предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Их перечень приведен в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Республики Дагестан в рамках реализации технологического присоединения по заключенным договорам на период 2022–2027 гг.

№ п.п.	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (протяженность /мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости реализации мероприятия
В рамках реализации технологического присоединения по заключенным договорам					
ПАО «ФСК ЕЭС»					
1	ПС 330 кВ Чирюрт	Реконструкция ошинок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2 с заменой провода 2хАС-300 на провод большего сечения	-	2024	Обеспечение технологического присоединения энергетических установок ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал» (Чиркейская ГЭС) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Россети Северный Кавказ»					
2	ПС 110 кВ Звезда	Сооружение новой ПС 110 кВ Звезда с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	2х10 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»
3	ВЛ 110 кВ Махачкала - Звезда	Строительство новой ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда с расширением ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала на одну линейную ячейку	2 км	2022	
4	ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	Строительство новой ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда с расширением ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная на одну линейную ячейку	8 км	2022	
5	ПС 110 кВ Аврора	Сооружение новой ПС 110 кВ Аврора с установкой двух силовых трансформаторов 110/6 кВ мощностью по 25 МВА каждый	2х25 МВА	2022	
6	Отпайки на ПС 110 кВ Аврора от ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	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)	2х3,5 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств индустриального парка «Аврора» к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ»
7	Отпайки на ПС 110 кВ Новострой от ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая и ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал	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	2х16 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Новолакского переселенческого района, расположенных по адресу: Республика Дагестан, Новолакский район, с. Новострой ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой», к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».
8	Отпайка от ВЛ 110 кВ Дербент - Дербент-Северная (ВЛ-110-123) и ВЛ 110 кВ от РУ 110 кВ ПС 330 кВ Дербент к ПС 110 кВ Сабнова	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 - Дербент-Северная (ВЛ-110-123) с сечением провода 120 мм <sup>2</sup>	3,8 км 4 км	2023	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ Сабнова, расположенной по адресу: Республика Дагестан, Дербентский район, с. Сабнова, МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент» к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»
9	ПС 110 кВ Чистое море	Сооружение ПС 110 кВ Чистое море с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый.	2х10 МВА	2023	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств канализационной насосной станции к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».
10	Отпайка от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками к ПС 110 кВ Чистое море	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чистое море с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	2,5 км	2023	

№ п.п.	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (протяженность /мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости реализации мероприятия
11	Отпайка от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками к ПС 110 кВ Чистое море	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Чистое море с присоединением отпайкой от ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	110 кВ 2,5 км	2023	
12	ПС 110 кВ Стекольная (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	Сооружение заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ: Стекольная-Шамхал и Стекольная-Алмало <sup>4</sup>	1,5 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, энергопринимающих устройств Новолакского переселенческого района, расположенных по адресу: Республика Дагестан, Новолакский район, с. Новострой ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой», канализационной насосной станции к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».
13	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с заменой провода марки М-70 на провод сечением не менее АС-150.	3,5 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств канализационной насосной станции к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».
14	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ПАО «Россети Северный Кавказ»)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с заменой провода марки АС-120 на провод сечением не менее АС-150	1,1 км	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств канализационной насосной станции к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ».
15	ПС 110 кВ НС-Сулак	Сооружение новой ПС 110 кВ НС-Сулак с установкой силового трансформатора напряжением 110/6 кВ мощностью 4 МВА, оснащенных устройствами РПН	1x4 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств зданий водозаборного узла «Сулак»
16	Отпайка от ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС-ЗФС (ВЛ-110-Х1) на ПС 110 кВ НС-Сулак	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ НС-Сулак с присоединением отпайками к опоре №2 ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС-ЗФС (ВЛ-110-Х1)	0,5 км	2022	
17	ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур (Л-128)	Реконструкция 14,7 км ВЛ 110 кВ Ярыксу-Ойсунгур (Л-128) с заменой провода марки АС-120 на провод марки АС-150	14,7 км	2023	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Агропромышленного парка «Курчалоевский» в Чеченской Республике.
ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой»					
18	ПС 110 кВ Новострой	Сооружение новой ПС 110 кВ Новострой с установкой двух трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА	2x25 МВА	2022	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств Новолакского переселенческого района, расположенных по адресу: Республика Дагестан, Новолакский район, с. Новострой ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой», к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».
МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент»					
19	ПС 110 кВ Сабнова	Сооружение новой ПС 110 кВ Сабнова с установкой двух трансформаторов напряжением 110/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый	2x40 МВА	2023	Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ Сабнова, расположенной по адресу: Республика Дагестан, Дербентский район, с. Сабнова, МКУ «Управление капитального строительства городского округа «город Дербент» к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго»

<sup>4</sup> Протяжённость заходов по трассе принята в соответствии с инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы, утверждённой приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@

## **7.2 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше, предусмотренный утвержденными инвестиционными программами электросетевых компаний**

Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, намечаемых к вводу и реконструкции в энергосистеме Республики Дагестан на период 2022-2027 гг., выполнено на основании анализа мероприятий, предусмотренных в утвержденной инвестиционной программе ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы<sup>5</sup>. Их перечень приведен в таблице 7.2.1.

---

<sup>5</sup> 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@»

Таблица 7.2.1 – Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов напряжением 110 кВ и выше, предусмотренный утвержденными инвестиционными программами электросетевых компаний на период 2022–2027 гг.

№ п.п.	Наименование объекта	Мероприятие	Идентификатор инвестиционного проекта	Характеристики (протяженность / мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости реализации мероприятия
ПАО «Россети Северный Кавказ»						
1	ВЛ 110 кВ Касумкент - Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)	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)	K_dagf44	-	2025	Перечень мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ и выше ДЗО ПАО «Россети» в условиях гололедообразования на период 2019-2022 гг., утвержденный заместителем Генерального директора – Главным инженером ПАО «Россети» А.В. Майоровым 18.11.2019
2	ВЛ 110 кВ Касумкент - Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент - Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)	K_dagf43	47,0 км	2026	Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с актом технического освидетельствования №191/2019 от 30.08.2019
3	ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)	Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)	F_prj_109106_47361	-	2023	Перечень мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ и выше ДЗО ПАО «Россети» в условиях гололедообразования на период 2019-2022 гг., утвержденный заместителем Генерального директора – Главным инженером ПАО «Россети» А.В. Майоровым 18.11.2019
4	ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)	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, сцепной арматуры, изоляторов	E_prj_109106_49653	7,5 км	2027	Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с актом технического освидетельствования от 03.06.2019 и протоколом заседания технического совета от 07.06.2019
5	ВЛ 110 кВ Буйнакск - 1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Буйнакск - 1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	F_prj_109106_47363	-	2023	Перечень мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ и выше ДЗО ПАО «Россети» в условиях гололедообразования на период 2019-2022 гг., утвержденный заместителем Генерального директора – Главным инженером ПАО «Россети» А.В. Майоровым 18.11.2019
6	ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155)	Реконструкция ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155)	J_dagf38	6,7 км	2024	Устранение дефектов ЛЭП в соответствии с актом расследования технологического нарушения № 1339/1
7	ПС 110 кВ Стекольная	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал-Алмало (ВЛ-35-24) на ПС Стекольная	L_dagf90	1,5 км	2023	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, энергопринимающих устройств Новолакского переселенческого района, расположенных по адресу: Республика Дагестан, Новолакский район, с. Новострой ГКУ «Дирекция строящихся объектов «Новострой», канализационной насосной станции к электрическим сетям ПАО «Россети Северный Кавказ» к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго».

### 7.3 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<sup>0</sup>С (далее – зима макс 0,92 и зима мин 0,92);
- 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<sup>0</sup>С (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<sup>0</sup>С (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<sup>0</sup>С (далее – лето макс сред. (дневной) и лето мин сред.);
- период паводка – при температуре наружного воздуха – плюс 14<sup>0</sup>С (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<sup>0</sup>С (далее – лето макс сред. (вечерний));
- период осенних максимальных нагрузок рабочего дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха сентября – плюс 14<sup>0</sup>С (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 ТУ на ТП потребителей. Перечень мероприятий, обуславливающих развитие, указан в разделах 3, 4, 5 настоящего Отчёта.

Потокораспределение в исходных расчетных моделях базового варианта развития представлено на рисунках П1.1 – П1.124 в Приложении 1 Тома 2 Книги 2.

### **7.3.1 Анализ уровней напряжения в рамках базового 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 7.3.1.1). 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 7.3.1.1 – 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	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	88,5	>88,5	87,2	>88,5	86,1	>88,5	>88,5	84,9	>88,5	>88,5	83,4
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	85,7	>88,5	>88,5	84,4	>88,5	>88,5	82,9
ПС 110 кВ Морская	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	>88,5	>88,5	87,5	>88,5	86,1	>88,5	84,9	>88,5	>88,5	83,7	>88,5	88,3	82,1
ПС 110 кВ Магарамкент: 2 СШ 110 кВ	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88,3	>88,5	87,2	>88,5	85,8	>88,5	84,6	>88,5	>88,5	83,4	>88,5	88,1	81,8
ПС 110 кВ Магарамкент: 1 СШ 110 кВ	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88,3	>88,5	87,2	>88,5	85,8	>88,5	84,6	>88,5	>88,5	83,4	>88,5	88,1	81,8
ПС 110 кВ Заречная	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88	>88,5	86,9	>88,5	85,5	>88,5	84,2	>88,5	>88,5	82,9	>88,5	87,9	81,2
ПС 110 кВ Усуччай	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88	>88,5	86,9	>88,5	85,5	>88,5	84,2	>88,5	>88,5	82,8	>88,5	87,9	81,2
ПС 110 кВ Ахты	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88,1	>88,5	87	>88,5	85,6	>88,5	84,3	>88,5	>88,5	82,9	>88,5	88,1	81,2
ПС 110 кВ Курах	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	87,4	>88,5	86,3	>88,5	84,9	>88,5	83,7	>88,5	88,1	82,4	>88,5	87,2	80,8
ПС 110 Капир	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	87,9	>88,5	86,8	>88,5	85,5	>88,5	84,3	>88,5	>88,5	83	>88,5	87,7	81,4
ПС 110 кВ Касумкент	ПС 330 кВ Дербент АТ1	ПС 330 кВ Дербент АТ2	>88,5	88,4	>88,5	87,3	>88,5	86	>88,5	84,8	>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	85,9	>88,5	>88,5	84,6	>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	87,6	>88,5	>88,5	86,3	>88,5	>88,5	84,9
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	85,3	>88,5	>88,5	83,8
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	85,7
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	88,5	>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	86,6
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	87,9	>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	87,9
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	>88,5	>88,5	86,7
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	87,9	>88,5	>88,5	86,5
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	88	>88,5	>88,5	86,6
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	86,6
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	87,7	>88,5	>88,5	86,4
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	86,7
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	86,7
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	86,7

### **7.3.2 Анализ токовой нагрузки электросетевых элементов в рамках базового варианта развития**

В настоящем разделе представлен анализ токовой нагрузки электросетевых элементов с учётом выполнения схемно-режимных мероприятий, представленных выше в разделе 7.3.1.

Электросетевые элементы, загрузка которых превышает ДДТН, с указанием токовой загрузки (% от ДДТН) и нормативных возмущений представлены в таблицах 7.3.2.1-7.3.2.4.

Таблица 7.3.2.1 – Токовая нагрузка электросетевых элементов, нагрузка которых превышает ДДТН (% от ДДТН) в исходной схеме сети. Часть 1

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 Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136)	396	477	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)		102	<100	118,3	<100	<100	<100	<100	103,5	<100	119,1	<100	<100	<100	<100	104,4	<100	120,1	<100	<100	<100	<100	
	450	540			ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	<100	<100	107,8	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	108,6	<100	<100	<100	<100	<100	109,5	<100	<100	<100	<100
	450	540	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ			138	127,8	157,7	110	116,3	<100	114,4	140,1	128,7	158,8	110,8	117	<100	115,1	141,4	129,9	160,2	111,6	117,8	100,1	116,2
	503,6	599				Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	142,5	131,7	167,8	116,5	123,2	104,8	121,4	144,6	132,8	169,2	117,3	124,1	105,5	122,3	146	133,9	170,6	118,1	125	106,1
	503,6	599	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		101,2		<100	117,9	<100	<100	<100	<100	102,3	<100	118,9	<100	<100	<100	<100	103,5	<100	119,9	<100	<100	<100	<100
518	600	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)		106,5	<100	128,4	<100	<100	<100	<100	107,7	<100	129,5	<100	<100	<100	<100	108,9	<100	130,6	<100	<100	<100	<100	<100	
581	600			ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	110,2	<100	139,3	<100	<100	<100	<100	112,5	<100	141	<100	<100	<100	<100	114,2	<100	142,9	<100	<100	<100	<100	<100
396	477	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)			103,5	<100	128,8	<100	<100	<100	<100	105,6	<100	130,3	<100	<100	<100	<100	107,1	<100	132,1	<100	<100	<100	<100	<100
450	540		ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169)	105,4	<100	130,2	<100	<100	<100	<100	107,5	<100	131,7	<100	<100	<100	<100	109	<100	133,5	<100	<100	<100	<100	<100	
450	540			ВЛ 110 кВ Куруш – Сулевкент	111,2	<100	139,6	<100	<100	<100	<100	113,6	<100	141,3	<100	<100	<100	<100	115,3	<100	143,4	<100	<100	<100	<100	
503,6	599				ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ	109,1	<100	124,5	<100	<100	<100	<100	117,1	<100	126,1	<100	<100	<100	<100	113,6	<100	127,9	<100	<100	<100	<100
518	600			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)		<100	<100	128,3	<100	<100	<100	<100	<100	<100	130	<100	<100	<100	<100	<100	<100	131,7	<100	<100	<100	<100
581	600	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	107,1		<100	131,9	<100	<100	<100	<100	109,6	<100	133,6	<100	<100	<100	<100	111,5	<100	135,5	<100	<100	<100	<100	<100	
449	541		ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ	107,8	<100	103,6	<100	<100	<100	<100	108,7	<100	<100	<100	<100	<100	<100	109,5	<90	101,2	<90	<90	<90	<90	<90	
510	600			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	101,2	<100	<100	<100	<100	<100	<100	102,1	<100	<100	<100	<100	<100	<100	102,9	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100
510	600				ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100
570,2	600			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
570,2	600	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
587	600		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
600	600	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
290	350		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
330	396	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
330	396			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
290	350	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
290	350			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
380	455	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
426	512		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
396	477	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
450	540		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
450	540			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
514	600		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
514	600			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
518	600	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
581	600		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
233	281	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
265	318		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
265	318			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
296	355		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
296	355			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
305	366	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
342	411		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
233	281	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
265	318		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
265	318			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
296	355		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							
296	355			ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																						
305	366	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																								
342	411		ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)																							

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 Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	449	541	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ		141,1	130,5	159,4	112,6	118,8	103,7	116,4	143	131,4	160,5	113,3	119,5	104,3	117,1	144,4	132,6	161,8	114	120,2	104,9	118,1	
	510	612			ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	100,2	<100	114,4	<100	<100	<100	<100	<100	101,5	<100	115	<100	<100	<100	102,4	<100	115,9	<100	<100	<100	<100
	510	612	ПС 330 кВ Чирюрт: 1СШ-110 кВ			105,7	<100	112,7	<100	<100	<100	<100	<100	107,4	<100	113,5	<100	<100	<100	108,6	<100	114,6	<100	<100	<100	<100
	570	683				105,7	<100	112,7	<100	<100	<100	<100	<100	107,4	<100	113,5	<100	<100	<100	108,6	<100	114,6	<100	<100	<100	<100
	587	704																								
658	791																									
ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158)	396	477	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах	-	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	101,1	<100	<100	<100	<100	<100	<100	
	450	540			ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100
	450	540				ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100
	503.6	599			<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	
	518	600			<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	
	581	600			<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	396	477	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		106,8	<100	131	<100	<100	<100	<100	108,3	<100	131,9	<100	<100	<100	<100	109,4	<100	133	<100	<100	<100	<100	
	450	540	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)		<100	<100	114,7	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	115,5	<100	<100	<100	100,6	<100	116,4	<100	<100	<100	<100	
	450	540	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106)		<100	<100	116,1	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	116,9	<100	<100	<100	<100	<100	117,8	<100	<100	<100	<100	
	503.6	599	ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ		141,1	126,2	171,4	115,4	122,7	105,2	121,8	143,8	127,3	172,9	116,3	123,6	105,8	122,7	145,7	128,6	174,7	117,2	124,5	106,6	124	
	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	115,3	-	<100	<100	<100	<100	<100	116	-	<100	<100	<100	<100	<100	116,8	-	
	450	540			<100	<100	<100	<100	<100	115,5	-	<100	<100	<100	<100	<100	116,1	-	<100	<100	<100	<100	<100	116,8	-	
	450	540			<100	<100	<100	<100	<100	116,9	-	<100	<100	<100	<100	<100	118,7	-	<100	<100	<100	<100	103,2	120,4	-	
	503.6	599			<100	<100	<100	<100	<100	117,7	-	<100	<100	<100	<100	<100	119,5	-	<100	<100	<100	<100	104,1	121,3	-	
	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	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (уч. от отп. на ПС 110 кВ Очистные Сооружения до Каспийской ТЭЦ)	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Уйташ-1)	<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
	450	540			<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
	450	540			<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
	377	400			<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
	377	400			<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
	388	400			<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90	
400	400	<90	<90	119,8	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	121,2	<90	<90	<90	<90	122,6	<90	<90	<90	<90				

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 Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	449	541	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106)		<90	<90	99,1	<90	<90	<90	<90	<90	<90	99,6	<90	<90	<90	<90	<90	100,2	<90	<90	<90	<90																						
	510	600			108,9	<100	112,5	<100	<100	<100	<100	110,3	<100	112,5	<100	<100	<100	<100	111,3	<100	114,1	<100	<100	<100	<100																					
	510	600	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)		<100	<100	102,5	<100	<100	<100	<100	101,2	<100	103,1	<100	<100	<100	<100	102,1	<100	103,9	<100	<100	<100	<100																					
	570	600			Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	153,7	129,8	157,6	111,5	117,7	102,8	115,2	155,8	130,7	158,6	112,2	118,3	103,3	115,9	157,3	131,9	159,9	112,9	119	103,9	116,8																				
	570	600				114,9	<100	113,7	<100	<100	<100	<100	116,7	<100	114,6	<100	<100	<100	<100	118	<100	115,6	<100	<100	<100	<100																				
	587	600				114,9	<100	113,7	<100	<100	<100	<100	116,7	<100	114,6	<100	<100	<100	<100	<100	118	<100	115,6	<100	<100	<100	<100																			
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184)	537	647	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ		106	<100	133,2	<100	<100	<100	<100	107,3	<100	134,1	<100	<100	<100	<100	108,1	<100	135,2	<100	<100	<100	<100																					
	610	732																																												
	610	732																																												
	682	817																																												
	682	817																																												
	702	842																																												
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карлантирт-Тяговая (ВЛ-110-135)	396	477	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)		101,2	<100	117,9	<100	<100	<100	102,7	<100	118,8	<100	<100	<100	<100	103,6	<100	119,9	<100	<100	<100	<100																						
	450	540																																												
	450	540	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)																						106,5	<100	128,4	<100	<100	<100	<100	108	<100	129,4	<100	<100	<100	<100	109	<100	130,5	<100	<100	<100	<100	
	503.6	599																							Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	142,5	131,7	167,8	116,5	123,2	104,8	121,4	144,6	132,7	169	117,2	124	105,6	122	146	133,9	170,5	117,8	124,7	106,2	122,8
	503.6	599																								142,5	131,7	167,8	116,5	123,2	104,8	121,4	144,6	132,7	169	117,2	124	105,6	122	146	133,9	170,5	117,8	124,7	106,2	122,8
	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)		123	100,6	108,2	<100	<100	<100	124,8	101,4	109,2	<100	<100	<100	<100	126,5	102,5	110,8	<100	<100	<100	<100																						
	610	732																																												
	610	732																																												
	682	817																																												
	682	817																							ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ	140,5	120	118,2	<100	<100	<100	<100	142,2	121,9	120,5	<100	<100	<100	<100	144,5	123,7	121,8	<100	<100	<100	<100
	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)		123,2	100,8	108,5	<100	<100	<100	124,9	101,6	109,9	<100	<100	<100	<100	126,3	102,8	112	<100	<100	<100	<100																						
	610	732																																												
	610	732																																												
	682	817																																												
	682	817																							ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ	144,9	119	128,1	<100	<100	<100	<100	146,3	120,8	129,6	<100	<100	<100	<100	149	123	131	<100	<100	<100	<100
	702	842																																												
787	946																																													
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)		105,1	<100	<100	<100	<100	<100	106,9	<100	<100	<100	<100	<100	<100	108,6	<100	<100	<100	<100	<100	<100																						
	390	468																																												
	390	468																																												
	436	523																																												
	436	523																																												
	449	538																																												
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)	503	600			<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100																						
	396	477																																												
	450	540																																												
	450	540																																												
	504	603																																												
	504	603																																												
ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	518	621			<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100																						
	581	698																																												
	396	477																																												
	450	540																																												
	450	540																																												
	503.6	599																																												
503.6	599																																													
518	600																																													
581	600																																													

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)	паволок	осень макс	«зима макс 0,92»	зима макс сред	лето макс 0,98	лето макс сред (дневной)	лето макс сред (вечерний)	паволок	осень макс	«зима макс 0,92»	зима макс сред	лето макс 0,98	лето макс сред (дневной)	лето макс сред (вечерний)	паволок	осень макс
ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133)	290	350	ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)																						
	330	396																							
	330	396																							
	369	442																							
	369	442																							
	380	455																							
	426	512																							

Таблица 7.3.2.2 – Токовая загрузка 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)	паволок	осень макс	«зима макс 0,92»	зима макс сред	лето макс 0,98	лето макс сред (дневной)	лето макс сред (вечерний)	паволок	осень макс																														
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	396	477	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)																																													
	450	540																																														
	450	540																																														
		503.6	599																							ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)																						
		503.6	599																																													
		518	600																																													
581		600																																														
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	396	477	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ																																													
	450	540																																														
	450	540																																														
	503.6	599																																														
	503.6	599																																														
	518	600																																														
581	600																																															
	396	477	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)																																													
	450	540																																														
	450	540																																														
	503.6	599																																														
	503.6	599																																														
	518	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)																																													
	450	540																																														
	450	540																																														
		503.6	599																							ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169)																						
		503.6	599																																													
		518	600																																													
581		600																																														
	449	541	ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ																																													
	510	600																																														
	510	600																																														
	570.2	600																																														
	570.2	600																																														
	587	600																																														
600	600																																															
ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	290	350	ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ																																													
	330	396																																														
	330	396																																														
	290	350																																														
	290	350																																														
	380	455																																														
426	512																																															
ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	290	350	ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)																																													
	330	396																																														
	330	396																																														
	290	350																																														
	290	350																																														
	380	455																																														
426	512																																															
ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-1 (ВЛ-110-109)	396	477	ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ																																													
	450	540																																														
	450	540																																														
	514	600																																														
	514	600																																														
	518	600																																														
581	600																																															
ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169)	233	281	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба																																													
	265	318																																														
	265	318																																														
	296	355																																														
	296	355																																														
	305	366																																														
	342	411																																														

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 Касумкент – Советская (ВЛ-110-178)	233	281	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		103,3	<100	<100	<100	<100	<100	<100	103,5	<100	<100	<100	<100	<100																
	265	318																															
	265	318																															
	296	355																															
	296	355																															
	305	366																															
342	411																																
ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	449	541	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ		145,7	133,5	163,1	114,8	121,3	105,5	118,8	147,5	134,7	164,5	115,5	122	106,1	119,4															
	510	612																															
	510	612	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)		103,3	<100	116,8	<100	<100	<100	<100	104,4	<100	117,7	<100	<100	<100	<100															
	582	699																															
	582	699																															
	587	704																															
658	791	ПС 330 кВ Чирюрт: 1СШ-110 кВ		109,9	<100	115,6	<100	<100	<100	<100	111,5	<100	116,6	<100	<100	<100	<100																
ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158)	396	477	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах		103	<100	<100	<100	<100	<100	<100	104,9	<100	<100	<100	<100	<100																
	450	540																															
	450	540																															
	503.6	599																															
	503.6	599																															
518	600	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах	ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)		<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100															
581	600																																
581	600																																
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	396	477	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		110,4	<100	134,1	<100	<100	<100	<100	111,7	<100	135,2	<100	<100	<100	<100															
	450	540	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)																														
	450	540	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)																														
	503.6	599	ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ																	147,6	129,6	176,5	118,2	125,8	107,4	124,9	150,2	131	178,4	119,1	126,8	108,2	125,7
	503.6	599																															
	518	600																															
581	600	ПС 330 кВ Дербент АТ2	ПС 330 кВ Дербент АТ1		<100	<100	<100	<100	<100	117,5	-	<100	<100	<100	<100	101	118,3	-															
396	477																																
450	540																																
450	540																																
503.6	599																																
503.6	599																																
518	600																																
581	600																																
396	477																																
450	540																																
450	540																																
503.6	599																																
503.6	599																																
518	600																																
581	600																																
396	477	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)		<100	<100	<100	<100	<100	117,4	-	<100	<100	<100	<100	<100	101,2	118,1	-															
450	540																																
503.6	599																																
503.6	599																																
518	600																																
581	600																																
396	477	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)		<100	<100	<100	<100	105,1	122,2	-	<100	<100	<100	<100	<100	107	124	-															
450	540																																
450	540																																
503.6	599																																
503.6	599																																
518	600																																
581	600																																
396	477	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)		<100	<100	<100	<100	106	123,1	-	<100	<100	<100	<100	<100	107,9	124,9	-															
450	540																																
450	540																																
503.6	599																																
503.6	599																																
518	600																																
581	600																																
449	541	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (уч. от отп. на ПС 110 кВ Очистные Сооружения до Каспийской ТЭЦ)	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (уч. от ПС 330 кВ Махачкала до отп. на ПС 110 кВ Уйташ-1)		<90	<90	124	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90														
450	540																																
450	540																																
377	400																																
377	400																																
388	400																																
400	400																																

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 Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	449	541	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)		112,2	<100	114,9	<100	<100	<100	<100	113,4	<100	115,8	<100	<100	<100														
	510	600			ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	103	<100	104,7	<100	<100	<100	<100	104,2	<100	105,5	<100	<100	<100													
	510	600	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ			158,8	132,7	161,2	113,6	120,1	104,5	117,5	160,7	133,9	162,5	114,3	120,8	105,1	118,2												
	570	600			ПС 330 кВ Чирюрт: 1 СШ 110 кВ	119,4	<100	116,6	<100	<100	<100	<100	121,1	<100	117,6	<100	<100	<100													
	587	600				Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	109	<100	136,3	<100	<100	<100	<100	110	<100	137,4	<100	<100	<100												
	600	600			104,6		<100	120,9	<100	<100	<100	<100	105,8	<100	122	<100	<100	<100													
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184)	537	647	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ		110	100,3	131,6	<100	<100	<100	<100	111,3	101,2	132,8	<100	<100	<100														
	610	732																													
	610	732																													
	682	817																													
	682	817																													
	702	842																													
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	396	477	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)		110	100,3	131,6	<100	<100	<100	<100	111,3	101,2	132,8	<100	<100	<100														
	450	540	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)																												
	450	540																													
	503.6	599	Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ															147,4	134,8	172	118,6	125,7	106,9	123,9	149,3	136,1	173,5	119,8	126,9	107,5	124,9
	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)		127,5	103,8	112,4	<100	<100	<100	<100	129,3	105,7	113,8	<100	<100	<100														
	610	732																													
	610	732																													
	682	817																													
	682	817																													
	702	842																													
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)	787	946	ПС 330 кВ Чирюрт: 2 СШ 110 кВ		147,7	125,7	123	<100	<100	<100	<100	149,6	126,9	124,8	<100	<100	<100														
	537	647																													
	610	732																													
	610	732																													
	682	817																													
	682	817																													
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)	702	842	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)		127,5	104,7	113,2	<100	<100	<100	<100	129,5	105,9	114,1	<100	<100	<100														
	787	946																													
	787	946																													
	702	842																													
	702	842																													
	787	946																													
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)		110,3	<100	<100	<100	<100	<100	<100	114,6	<100	<100	<100	<100	<100														
	390	468																													
	390	468																													
	436	523																													
	436	523																													
	449	538																													
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)	503	600	ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)		100,6	<100	<100	<100	<100	<100	<100	104,6	<100	<100	<100	<100	<100														
	396	477																													
	450	540																													
	450	540																													
	504	603																													
	504	603																													
ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166)	518	621	ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159)		<100	<100	<100	<100	<100	<100	<100	103,4	<100	<100	<100	<100	<100														
	581	698																													
	396	477																													
	450	540																													
	450	540																													
	503.6	599																													
ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133)	503.6	599	ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)		101,7	<100	<100	<100	<100	<100	<100	104,5	<100	<100	<100	<100	<100														
	518	600																													
	581	600																													
	290	350																													
	330	396																													
	330	396																													
369	442																														
369	442																														
380	455																														
426	512																														

Таблица 7.3.2.3 – Токовая загрузка 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)	паволок	осень макс	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 Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132)	396	477															
			450	540	128,9	137,0	117,4	128,9	129,9	138	118,2	131,9	131	139,1	119,1	135			
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланорт-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															
			503.6	599	122,4	130,1	111,6	122,4	123,4	131,1	112,3	125,2	124,4	132,1	113,2	128,1			
			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 – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	449	541															
			510	600															
			510	600															
			570	600	120,2	127,6	109,4	127,6	121,3	128,6	110,2	128,7	122,3	129,6	111,1	129,8			
			570	600															
			587	600															
ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541															
			510	612	112,5	118,9	103,9	117,6	113,3	119,8	104,5	118,5	114,1	120,6	105,1	119,3			
			510	612															
			570	683															
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	570	683															
			587	704	108,3	114,7	100,2	112,9	109	115,5	100,8	113,7	109,8	116,3	101,4	114,5			
			658	791															
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132)	396	477															
			450	540	131,4	139,6	119,6	138	132,5	135,9	120,5	139,3	133,6	138,7	121,4	140,7			
	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	450	540	126	133	114,5	131,1	126,9	134	115,2	132	127,8	135	116	133		
				503.6	599														
				503.6	599	122,2	128,9	109,6	126	123	129,7	110,2	126,8	123,8	130,6	110,9	127,8		
				518	600	125,4	131,8	113,5	128,9	126,2	132,7	114,2	129,8	127,1	133,7	114,8	130,7		
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541															
			510	600	101,4	106,8	<100	104,3	102	107,6	<100	105	102,7	108,3	<100	105,7			
			510	600															
	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	570	600	101,5	107	<100	105	102,1	107,7	<100	105,7	102,8	108,5	<100	106,4		
				570	600														
				587	600	106,4	112	<100	109,3	107,1	112,8	<100	110	107,8	113,5	<100	110,7		
ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541															
			510	600	111,4	117,8	102,9	116,4	112,2	118,6	103,5	117,2	112,9	119,5	104,2	118			
			510	600															
			570	600															
			570	600															
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	587	600	107,3	113,5	<100	111,7	108	114,3	<100	112,4	108,7	115,1	100,4	113,2			
			600	600															
			396	477	120,9	127,9	110,1	126,8	121,8	128,9	110,8	127,7	122,6	129,9	111,6	128,6			
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	450	540	114,1	120,6	103,9	119,7	114,9	121,5	104,6	120,6	115,8	122,5	105,3	121,5			
			503.6	599															
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	503.6	599	114,4	121	104,3	119,7	115,2	121,9	104,9	120,5	116	122,8	105,7	121,5			
			518	600															
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортговская (ВЛ-110-106)	581	600	107,7	113,8	<100	112,7	108,4	114,6	<100	113,5	109,2	115,5	<100	114,3			
			600	600															

Таблица 7.3.2.4 – 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 – 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	132,1	140,7	120,1	138,1	133,2	141,8	121	141,2
			450	540								
			450	540								
			503.6	599								
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	125,4	133,6	114	130,9	126,4	134,6	114,9	133,8
			518	600								
			581	600								
			600	600								
ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	449	541	123,4	131,2	112	130,9	124,4	132,3	112,9	132,1
			510	600								
			510	600								
			570	600								
			570	600								
			587	600								
ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541	114,8	121,4	105,8	120,1	115,6	122,4	106,6	121
			510	612								
			510	612								
			570	683								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	570	683	110,5	117,1	102	115,2	111,2	117,9	102,6	116
			587	704								
			658	791								
			600	600								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132)	396	477	134,6	141,6	122,3	142	135,7	144,4	123,2	143,4
			450	540								
			450	540								
			503.6	599								
			503.6	599								
			518	600								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	581	600	124,7	131,4	111,6	128,6	125,5	132,6	112,3	129,5
			581	600								
			581	600								
			581	600								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541	103,4	109	<100	106,4	104,1	109,8	<100	107,1
			510	600								
			510	600								
			570	600								
			570	600								
			570	600								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	587	600	103,5	109,2	<100	107,1	104,2	110	<100	107,9
			600	600								
			600	600								
			600	600								
ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-135)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	449	541	113,7	120,3	104,9	118,8	114,5	121,2	105,6	119,7
			510	600								
			510	600								
			570	600								
			570	600								
			570	600								
ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	587	600	109,4	115,9	101	113,9	110,1	116,7	101,6	114,7
			600	600								
			600	600								
			600	600								
ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланиорт-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	123,5	130,9	112,3	129,6	124,4	131,9	113,1	130,5
			450	540								
			450	540								
			503.6	599								
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	503.6	599	116,7	123,5	106	122,4	117,5	124,4	106,7	123,3
			518	600								
			518	600								
			518	600								
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	503.6	599	116,9	123,7	106,3	122,3	117,7	124,7	107	123,2
			518	600								
			518	600								
			518	600								
ВЛ 110 кВ Акташ – Карланиорт-Тяговая (ВЛ-110-136)	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилортовская (ВЛ-110-106)	581	600	110	116,4	<100	115,2	110,8	117,2	100,6	116
			581	600								
			581	600								
			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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 «лето макс 0,98» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 645А (162,9% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.36 Том 2. 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 521А (107,5% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.37 Том 2. 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 539А (119,7% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.38 Том 2. 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 575А (117,6% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.39 Том 2. 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 683А (132% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.40 Том 2. 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 Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 768А (144,6% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.41 Том 2. 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 П1.42 Том 2. Книга 2).

Наибольшая перегрузка выявлена в период «лето макс 0,98» 2027 года при отключении Каскад Чирюртских 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 П1.43 Том 2. Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 88,7 МВт:
  - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
  - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
  - отключить ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) и ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
  - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 15 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.

Перефиксация 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 исключить превышение АДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме и позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН (Рисунок П1.44 Том 2. Книга 2), при этом объем переводимой нагрузки составит 24 МВт – на энергосистему Чеченской Республики.

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ согласно таблицам 7.3.2.2 и 7.3.2.3. 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 П1.45 Том 2. 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), ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 1 ц., ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая - Ойсунгур (Л-144), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146) и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, 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 П1.46 Том 2. Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 24 МВт – это 15 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

Наибольший объем переводимой нагрузки составит 54 МВт (на энергосистему Чеченской Республики 54 МВт) 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) (Рисунок П1.47 Том 2. Книга 2).

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 паводка. В период паводка при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) объем переводимой нагрузки составит 24 МВт на энергосистему Чеченской Республики (Рисунок П1.48 Том 2. Книга 2).

#### **Решение**

Анализ послеаварийных режимов показал, что действия 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 перефиксацией 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 предотвратить превышение АДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы ниже 30 МВт, что обеспечит нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки.

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 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 706А (178,4% от Иддтн) (Рисунок П1.87 Том 2. 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 556А (108,2% от Иддтн) (Рисунок П1.88 Том 2. 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 571А (126,8% от Иддтн) (Рисунок П1.89 Том 2. 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 613А (125,7% от Иддтн) (Рисунок П1.90 Том 2. 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 678А (131% от Иддтн) (Рисунок П1.91 Том 2. 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 872А (150,2% от Иддтн) (Рисунок П1.92 Том 2. 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 П1.93 Том 2. 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 П1.94 Том 2. 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) и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, 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 П1.95 Том 2. Книга 2). При этом объем

переводимой нагрузки составит 24 МВт – это 14 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

### **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 (14 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия).

### **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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 вывалена в период «лето макс 0,98 в 2027 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 584А (147,4% от Иддтн) (Рисунок П1.49 Том 2. Книга 2). Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «зима макс 0,92» нагрузок выявлена в 2026 г. при отключении ПС 110 кВ Акташ: 1 СШ 110 кВ и составила 606А (104% от Иддтн) при загрузке 46% в исходной схеме (Рисунок П1.50 Том 2. 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 выполнить схемно-режимные мероприятия (включение ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключение ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)):

- 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 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 (Рисунок П1.51 Том 2. 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 591А (131,6% от Идтн) (Рисунок П1.52 Том 2. 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 708А (118,1% от Идтн) (Рисунок П1.53 Том 2. 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 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, перевести нагрузку с Т-1 ПС 110 кВ Кочубей на Т-2, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 10 МВт на энергосистему Ставропольского края (Рисунок П1.54 Том 2. 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 964А (160,7% от Иддтн) (Рисунок П1.96 Том 2. 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 785А (133,9% от Иддтн) (Рисунок П1.97 Том 2. 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 729А (162,5% от Иддтн) (Рисунок П1.98 Том 2. 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 Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 616А (120,8% от Иддтн) (Рисунок П1.99 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводок» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 612А (105,1% от Иддтн) (Рисунок П1.100 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осень макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад

Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 654А (118,2% от Иддтн) (Рисунок П1.101 Том 2. 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 П1.102 Том 2. Книга 2).

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.

Наибольшая перегрузка выявлена в период «лето макс 0,98» 2027 года при отключении Каскад Чирюртских 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 энергосистему (Рисунок П1.43 Том 2. Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 88,7 МВт:
  - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
  - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
  - отключить ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) и ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
  - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 15 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.

Перефиксация ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в РУ 110 кВ на 2 СШ 110 кВ, а также перефиксация ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит исключить превышение АДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме и позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения ДДТН (Рисунок П1.44 Том 2. Книга 2), при этом объем переводимой нагрузки составит 24 МВт – на энергосистему Чеченской Республики.

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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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. Данная перегрузка будет ликвидирована действиями

существующей АОПО ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185) (Рисунок П1.103 Том 2. Книга 2).

Для включения потребителей отключенных действием АОПО, 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) и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), 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 П1.104 Том 2. Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 54 МВт – это 30 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 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» (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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

Превышение 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 437А (102,7% от ДДТН) (Рисунок П1.55 Том 2. 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 393А (135,2% от ДДТН) (Рисунок П1.56 Том 2. 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.

В период «зима макс 0,92» уставка АОПО достигнута на будет (уставка в зимний период составляет 455 А). В целях ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) в период «зима макс 0,92» рекомендуется выполнить схемно-режимные мероприятия (включение ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146), отключение ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148) со стороны ПС 110 кВ Кизляр-1, включение БСК на ПС 110 кВ Кочубей и ПС 110 кВ Кизляр-2) (Рисунок П1.57 Том 2. Книга 2).

В период «лето макс 0,98» для включения потребителей отключенных действием АОПО рекомендуется выполнить схемно-режимные мероприятия (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, перевести нагрузку с Т-1 ПС 110 кВ Кочубей на Т-2, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 10 МВт на энергосистему Ставропольского края) (Рисунок П1.58 Том 2. 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, перевести нагрузку с Т-1 ПС 110 кВ Кочубей на Т-2, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 10 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» (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

Превышение ДДТН выявлено при отключении:

- ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140);
- ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ.

Превышение АДТН выявлено при отключении:

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

– ПС 110 кВ Акташ: 2 СШ 110 кВ.

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 552А (139,5% от Идтн) (Рисунок П1.59 Том 2. 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 (116% от Идтн) (Рисунок П1.60 Том 2. 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 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: 2 СШ 110 кВ.

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: 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, перевести нагрузку с Т-1 ПС 110 кВ Кочубей на Т-2, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 10 МВт на энергосистему Ставропольского края (Рисунок П1.61 Том 2. 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 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, перевести нагрузку с Т-1 ПС 110 кВ Кочубей на Т-2, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146). При этом объем переводимой нагрузки составит 10 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 (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

Превышение АДТН не выявлено.

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 242А (103,6% от Иддтн), (Рисунок П1.62 Том 2. 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 376А (116% от Иддтн), ВЛ 110 кВ Касумкент – Советское (ВЛ-110-178) 354А (103,5% от Иддтн) (Рисунок П1.63 Том 2. Книга 2).

#### **Решение**

АДТН ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) не превышен.

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима:

- замена провода ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) сечением АС-70 на провод с  $I_{доп.} \geq 376А$  при температуре  $-14^{\circ}С$ , с  $I_{доп.} \geq 242А$  при температуре  $+35^{\circ}С$ ;
- замена провода ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) сечением АС-70 на провод с  $I_{доп.} \geq 354А$  при температуре  $-14^{\circ}С$ .

#### **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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 Чирюртских 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 Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 971А (147,5% от Иддтн) (Рисунок П1.105 Том 2. 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 790А (134,7% от Иддтн) (Рисунок П1.106 Том 2. 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 738А (164,5% от Иддтн) (Рисунок П1.107 Том 2. 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 Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 622А (122% от Иддтн) (Рисунок П1.108 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «паводок» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 618А (106,1% от Иддтн) (Рисунок П1.109 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «осень макс» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад

Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 662А (119,4% от Идтн) (Рисунок П1.110 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «лето макс сред. (дневной)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 589А (115,5% от Идтн) (Рисунок П1.111 Том 2. Книга 2).

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).

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения ДДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ в СРС согласно таблицам 7.3.2.2 и 7.3.2.3. 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, 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) и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, отключить ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148), 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 П1.104 Том 2. Книга 2). При этом объем переводимой нагрузки составит 54 МВт – это 30 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 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 (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 646А (111,3%) (Рисунок П1.64 Том 2. 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 П1.65 Том 2. 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 (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 паводка 2027 г. при отключении на ПС 330 кВ Дербент АТ2 и АТ1 и составила 617А (124,9% от  $I_{ддтн}$  и 104,1% от  $I_{адтн}$ ) при (Рисунок П1.66 Том 2. Книга 2).

Для снижения перегрузки указанных ВЛ в послеаварийной схеме при подготовке ремонтной схемы при выводе 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 Азербээнержи. 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 493 А (95,5% от  $I_{ддтн}$ , Рисунок П1.67 Том 2. 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 и вечерний период летних максимальных нагрузок рабочего дня).

#### **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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 372А (125,4% от Идтн) (Рисунок П1.124 Том 2. 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 с  $I_{доп.} \geq 372A$  при температуре +35°C.

#### **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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 866А (110% от Идтн) (Рисунок П1.113 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 35°C выявлена в 2027 г. при отключении 1 СШ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС и составила 737А (137,4% от Идтн) (Рисунок П1.114 Том 2. Книга 2).

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

Перегрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184) устраняется путем перевода части нагрузки на энергосистему Чеченской Республики, при этом объем переводимой нагрузки составит 54 МВт.

#### **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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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 867А (149,3% от Иддтн) (Рисунок П1.115 Том 2. 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 704А (136,1% от Иддтн) (Рисунок П1.116 Том 2. 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 687А (173,5% от Иддтн) (Рисунок П1.117 Том 2. 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 571А (126,9% от Иддтн) (Рисунок П1.118 Том 2. 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 553А (107,5% от Иддтн) (Рисунок П1.119 Том 2. 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 610А (124,9% от Иддтн) (Рисунок П1.120 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме в период «летний макс сред. (дневной)» нагрузок выявлена в 2027 г. при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и составила 539А (119,8% от Иддтн) (Рисунок П1.121 Том 2. 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 П1.122 Том 2. Книга 2).

Наибольшая перегрузка выявлена в период «лето макс 0,98» 2027 года при отключении Каскад Чирюртских 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 П1.43 Том 2. Книга 2):

- на питание от энергосистемы Чеченской Республики 88,7 МВт:
  - отключить ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149);
  - отключить ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128);
  - отключить ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) и ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 (ВЛ-110-146) на ПС 110 кВ Кизляр-1
  - включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146).
- на питание от энергосистемы Республики Калмыкия 20 МВт:
  - отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Кизляр-2;
  - включить ШОВ-110 на ПС 110 кВ Артезиан-2.
- на питание от энергосистемы Ставропольского края 15 МВт:
  - включить ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114) на ПС 110 кВ Тарумовка;

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 переподключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111) в РУ 110 кВ Каскада Чирюртских ГЭС на 1 СШ 110 кВ позволит исключить превышение АДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ в нормальной схеме и позволит снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы для ликвидации превышения АДТН (Рисунок П1.44 Том 2. Книга 2), при этом объем переводимой нагрузки составит 30 МВт – на энергосистему Чеченской Республики, 2 МВт на энергосистему Ставропольского края, 18 МВт на энергосистему республики Калмыкия.

При нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах выявлены превышения АДТН и АДТН рассматриваемой ВЛ согласно таблицам 7.3.2.2 и 7.3.2.3. 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 П1.45 Том 2.

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), ВЛ 110 кВ Гудермес-Сити – Гудермес-тяговая 1 ц., ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая - Ойсунгур (Л-144), включить ВЛ 110 кВ Гудермес-Тяговая – Шелковская (Л-146) и ШСВ-110 на ПС 110 кВ Гудермес-Тяговая, 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. При этом объем переводимой нагрузки составит 24 МВт – это 15 МВт на энергосистему Ставропольского края и 9 МВт на энергосистему Республики Калмыкия.

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 паводка. В период паводка при отключении ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199) объем переводимой нагрузки составит 24 МВт на энергосистему Чеченской Республики.

#### **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 предотвратить превышение АДТН при отключении Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ и снизить объем переводимой нагрузки на соседние энергосистемы ниже 30 МВт, что обеспечит нахождения параметров режима энергосистемы Чеченской Республики в допустимой области при переводе нагрузки.

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 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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  $-14^{\circ}\text{C}$  в 2027 г. при отключении 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 1177А (133% от  $I_{\text{ддтн}}$ ) при загрузке 67% в исходной схеме (Рисунок П1.67 Том 2. Книга 2).

Максимальная величина нагрузки при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс  $10^{\circ}\text{C}$  в 2027 г. при отключении 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 890А (126,9% от  $I_{\text{ддтн}}$ ) (Рисунок П1.68 Том 2. 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 670А (124,8% от  $I_{\text{ддтн}}$ ) (Рисунок П1.69 Том 2. 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 ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-184) и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (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 – 3ФС 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 П1.69 Том 2. 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 ко 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт, установить генерацию Гельбахской ГЭС 44 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт, после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.70 Том 2. Книга 2).

В период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс  $10^{\circ}\text{C}$  отключение 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-184) и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) на ПС 330 кВ Чирюрт и Каскаде Чирюртских ГЭС. Действием второй ступени АОПО данной ВЛ воздействием ОН-1 отключаются ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), после чего перегрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120) устраняется и снижается ниже ДДТН (Рисунок П1.71 Том 2. 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 ко 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт или установить генерацию Гельбахской ГЭС 32 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт, после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.72 Том 2. Книга 2).

В период «лето макс 0,98» отключение 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-184), ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135), ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-136), ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106) и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (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 П1.73 Том 2. Книга 2). В сложившейся СРС для включения всех обесточенных потребителей необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-184), подключенной ко 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт, установить генерацию Гельбахской ГЭС 44 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт или перевести нагрузку в объеме до 30 МВт на питание от энергосистемы Чеченской Республики, после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.74 Том 2. 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 №2 (ВЛ-110-120), 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 №2 (ВЛ-110-120), 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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°С в

2027 г. при отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт и составила 1215А (154,5% от ДДТН) (Рисунок П1.75 Том 2. 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 880А (125,4% от ДДТН) (Рисунок П1.76 Том 2. 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 724А (134,8% от ДДТН) (Рисунок П1.77 Том 2. 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-110-119) 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 П1.78 Том 2. 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 (снизить переток по ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128), ВЛ 110 кВ Кизляр-1 – Каргалиновская (Л-148)), 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 П1.79 Том 2. Книга 2).

В период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 10°C отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) и к срабатыванию АОПО ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) на ПС 330 кВ Чирюрт и Каскаде Чирюртских ГЭС. Действием второй ступени АОПО данной ВЛ воздействием ОН-1 отключаются ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128) и ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149), после чего перегрузка ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119) устраняется и снижается ниже ДДТН (Рисунок П1.80 Том 2. 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 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт или установить генерацию Гельбахской ГЭС 32 МВт, установить генерацию Каскад Чирюртских ГЭС 80 МВт, установить генерацию Ирганайской ГЭС 400 МВт, после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.81 Том 2. Книга 2).

В период «лето макс 0,98» отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт также приводит к перегрузу 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-110-119) 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 П1.82 Том 2. Книга 2). В сложившейся СРС для включения всех обесточенных потребителей необходимо провести переподключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-184), подключенной к 1СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт на 2СШ-110 ПС 330 кВ Чирюрт после чего перегрузка рассматриваемой ВЛ ликвидируется (Рисунок П1.83 Том 2. 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. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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°С 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) 607А (104,6% от Иддтн);
- 1- СШ-110 кВ, 2- СШ-110 кВ ПС 110 кВ Тлох 516А (102,6% от Иддтн) (Рисунок П1.84 Том 2. 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  $I_{доп.} \geq 607A$  при температуре  $-14^{\circ}C$ ;
- замена провода шин 1- СШ-110 кВ и 2- СШ-110 кВ ПС 110 кВ Тлох сечением АС-120 на провод с  $I_{доп.} \geq 516A$  при температуре  $-14^{\circ}C$ .

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

При нормативных возмущениях в нормальной схеме в зимний период перегрузки выявлены в 2025, 2026, 2027 гг. (см. таблицы 7.3.2.1 и 7.3.2.2).

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  $14^{\circ}C$  в 2027 г. при отключении ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110-177) и составила 445А (104,5% от  $I_{ддтн}$ ) (Рисунок П1.85 Том 2. 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  $I_{доп.} \geq 445A$  при температуре  $-14^{\circ}C$ .

Таблица 7.3.2.5 – 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	Летний максимум дневной	Летний минимум (сред. темп.)	Паводок
Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	93	66	0	0	84	17	25	0	0	39
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

Таблица 7.3.2.6 – Объемы переводимой нагрузки на соседние энергосистемы с учетом перекоммутации на Каскаде Чирюртских 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 (09:00-18:00)	Летний максимум дневной (06:00-18:00)	Летний минимум (сред. темп.)	Паводок
Каскад Чирюртских ГЭС: 1 СШ 110 кВ	24	0	0	0	17	0	0	0	0	0
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

#### 7.4 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;

- при определении перспективной загрузки трансформаторов учитывались ТУ на ТП на основании официальных данных собственников электросетевых объектов.

Анализ загрузки центров питания 110 кВ и выше выполнен для фактических температур окружающего воздуха в дни соответствующих контрольных замеров<sup>6</sup> 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.

В Приложении 1 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, а именно:

#### **Подстанции Филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»**

##### *Центральные электрические сети:*

- ПС 110 кВ Буйнакск-1
- ПС 110 кВ ГПП
- ПС 110 кВ Изберг-Северная
- ПС 110 кВ Компас
- ПС 110 кВ Новая
- ПС 110 кВ Очистные сооружения
- ПС 110 кВ Приморская
- ПС 110 кВ Рассвет
- ПС 110 кВ Сергокала
- ПС 110 кВ ЦПП
- ПС 110 кВ Шамхал
- ПС 110 кВ Юго-Восточная

##### *Дербентские электрические сети:*

- ПС 110 кВ Араблинка
- ПС 110 кВ Ахты
- ПС 110 кВ Геджух
- ПС 110 кВ Дербент-Западная
- ПС 110 кВ Агабалаева
- ПС 110 кВ Кайтаг
- ПС 110 кВ Касумкент
- ПС 110 кВ Каякент
- ПС 110 кВ Магарамкент
- ПС 110 кВ Мамедкала
- ПС 110 кВ Огни
- ПС 110 кВ Советская
- ПС 110 кВ Тагиркент

##### *Гергебильские электрические сети:*

- ПС 110 кВ Акуша
- ПС 110 кВ Анцух
- ПС 110 кВ Ботлих
- ПС 110 кВ Гуниб
- ПС 110 кВ Ирганай ГПП
- ПС 110 кВ Леваши
- ПС 110 кВ Тлох
- ПС 110 кВ Цудахар
- ПС 110 кВ Шамильское

##### *Северные электрические сети:*

- ПС 110 кВ Акташ
- ПС 110 кВ Бабаюрт
- ПС 110 кВ Дылым
- ПС 110 кВ ЗФС
- ПС 110 кВ Кизилюртовская
- ПС 110 кВ Ярыксу

##### *Затеречные электрические сети:*

- ПС 110 кВ Александрия
- ПС 110 кВ Кизляр-1

<sup>6</sup> Источник данных: <https://www.so-ups.ru/functioning/future/gost-58670-2019/>

- ПС 110 кВ Кизляр-2
- ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

#### **Подстанции ПАО «Россети Северный Кавказ»**

- ПС 110/35/10 кВ Махачкала-110
- ПС 110 кВ ЗТМ

#### **Подстанции Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС**

- ПС 330 кВ Дербент
- ПС 110 кВ Белиджи

#### **Подстанции АО «Оборонэнерго»**

- ПС 110 кВ Миарсо

Для перечисленных 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.

### **7.4.1 Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Дагэнерго»**

#### **Затеречные электрические сети**

##### **ПС 110 кВ Александрия**

На ПС 110 кВ Александрия установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	1979	6,3	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (22,7°С)
				98
Т-2	ТМТН	1979	6,3	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (22,7°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 12,53 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 4,06 МВА (17 июня 2020 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Александрия фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 199% от  $S_{ном}$  (12,53 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 2x6,3 МВА на новые трансформаторы мощностью **2x16** МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (20 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 78,3% от  $S_{ном}$  (12,53 МВА) и не превышает ДДТН.

К ПС 110 кВ Александрия подключение новых потребителей не планируется.

### ПС 110 кВ Кизляр-1

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

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	16	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
				119
Т-2	ТДТН	1998	16	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.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 29,05 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 19,2 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Кизляр-1 фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 182% от  $S_{ном}$  (29,05 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 119% от  $S_{ном}$  (19,2 МВА) и не превышает ДДТН. Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (47,6 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 72,6% от  $S_{ном}$  (29,05 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 48% от  $S_{ном}$  (19,2 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Кизляр-1 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,511 МВт (0,636 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Кизляр-1 может составить 29,69 МВА в зимний период и 19,76 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	СНТ «Заря»	0270/05/2021 (ООО «Дагэнерджи»)	0,8	0,4	0,4	0,344	2022
2	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		2,711	0,1	0,4	0,292	2022
Итого			3,511			0,636	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кизляр-1 при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 74% от  $S_{ном}$  (29,69 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 49% от  $S_{ном}$  (19,76 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Кизляр-2

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

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизляр-2 принята в соответствии с таблицами 1, 3, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	16	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
				119
Т-2	ТДТН	1980	10	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (22,3°C)
				98

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 20,93 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 18,04 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Кизляр-2 фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 131% от  $S_{ном}$  (20,93 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 113% от  $S_{ном}$  (18,04 МВА) и не превышает ДДТН. При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Кизляр-2 фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 209% от  $S_{ном}$  (20,93 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 180% от  $S_{ном}$  (18,04 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х25 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) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (20,93 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 72,2% от  $S_{ном}$  (18,04 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Кизляр-2 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,563 МВт (0,28 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Кизляр-2 может составить 21,21 МВА в зимний период и 18,31 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		2,563	0,1	0,4	0,28	2022
Итого			2,563			0,28	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кизляр-2 при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (21,21 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 73% от  $S_{ном}$  (18,31 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

На ПС 110 кВ Терекли-Мектеб установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	1974	6,3	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТМТ	1974	6,3	Зимний период (6,2°C)
				111
				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 5 лет в зимний период составляет 11,29 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 5,63 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Терекли-Мектеб фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 179% от  $S_{\text{ном}}$  (11,29 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 89% от  $S_{\text{ном}}$  (5,63 МВА) и не 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  $S_{\text{ном}}$  (20 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 70,5% от  $S_{\text{ном}}$  (11,29 МВА) и не превышает ДДТН.

По актам на ТП к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб после зимнего контрольного замера 2021 года подключено энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,617 МВт (0,07 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Терекли-Мектеб может составить 11,36 МВА в зимний период и 5,7 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Акты на ТП, выданные после зимнего замера 2021 года		0,617	0,1	0,4	0,07	2022
Итого			0,617			0,07	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Терекли-Мектеб при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 71% от  $S_{\text{ном}}$  (11,36 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 35,6% от  $S_{\text{ном}}$  (5,7 МВА), и не превышает ДДТН.

### Центральные электрические сети

#### ПС 110 кВ Буйнакск-1

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

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2008	25	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
119				
Т-2	ТДТН	2008	25	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
119				

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 57,19 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 31,76 МВА (17 июня 2020 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Буйнакск-1 в послеаварийном режиме в зимний период имеется возможность перевода нагрузки в объеме 12,86 МВА на ПС 110 кВ Гергебиль по сети 35 кВ (перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Буйнакск-1-Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)). Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Буйнакск-1 в послеаварийном режиме в летний период имеется возможность перевода нагрузки в объеме 2,29 МВА на ПС 110 кВ Гергебиль по сети 35 кВ (перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Буйнакск-1-Гергебиль с отпайками (ВЛ-35-9)).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Буйнакск-1 фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 177% от  $S_{ном}$  (44,33 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 117,9% от  $S_{ном}$  (29,47 МВА) и не 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 2x25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,75 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (74,97 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 70,3% от  $S_{ном}$  (44,33 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 46,8% от  $S_{ном}$  (29,47 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Буйнакск-1 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 6,87 МВт (0,74 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Буйнакск-1 может составить 45,07 МВА в зимний период и 30,21 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		6,87	0,1	0,4	0,74	2022
2	Акты на ТП, выданные после зимнего замера 2021 года		0,004	0,1	0,4	0,0004	2022
Итого			6,87			0,74	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Буйнакск-1 при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 71,5% от  $S_{ном}$  (45,07 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 48% от  $S_{ном}$  (30,21 МВА), и не превышает ДДТН.

### 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.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1971	31,5	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (23,6°С)
				97
Т-2	ТРДН	2014	40	Зимний период (9,1°С)
				125
				Летний период (23,6°С)
				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 40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1 в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (47,2 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-2 – нагрузка Т-1 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.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,35 МВт (0,15 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 39 МВА в зимний период и 36,39 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,35	0,1	0,4	0,15	2022
Итого			1,35			0,15	

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ГПП при единичном отключении Т-2 перспективная нагрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 97,5% от  $S_{ном}$  (39 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 91% от  $S_{ном}$  (36,39 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Изберг-Северная

На ПС 110 кВ Изберг-Северная установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1979	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
				98
Т-2	ТДТН	1979	16	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 5 лет в зимний период составляет 21,79 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 14,74 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Изберг-Северная фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 136% от  $S_{ном}$  (21,79 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 92% от  $S_{ном}$  (14,74 МВА) и не 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 2x16 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) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 87,16% от  $S_{ном}$  (21,79 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 59% от  $S_{ном}$  (14,74 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Изберг-Северная планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,75 МВт (0,34 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Изберг-Северная может составить 22,13 МВА в зимний период и 15,08 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		2,75	0,1	0,4	0,34	2022
Итого			2,75			0,34	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изберг-Северная при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 89% от  $S_{ном}$  (22,13 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 60% от  $S_{ном}$  (15,08 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Компас

На ПС 110 кВ Компас установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	1983	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
				98
Т-2	ТДН	1983	16	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 5 лет в зимний период составляет 31,08 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 24,48 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Компас фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 194,3% от  $S_{ном}$  (31,08 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 153% от  $S_{ном}$  (24,48 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 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (47,6 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 77,7% от  $S_{ном}$  (31,08 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 61,2% от  $S_{ном}$  (24,48 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Компас планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,05 МВт (0,11 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Компас может составить 31,20 МВА в зимний период и 24,59 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,05	0,1	0,4	0,11	2022
Итого			1,05			0,11	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Компас при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 78% от  $S_{ном}$  (31,20 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 60,5% от  $S_{ном}$  (24,59 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Новая

На ПС 110 кВ Новая установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1977	40	Зимний период (3,2°C)
				113
				Летний период (23,6°C)
Т-2	ТДТН	1978	40	Зимний период (3,2°C)
				113
				Летний период (23,6°C)
				97

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 54,9 МВА (19 декабря 2018 г.), в летний период – 45,4 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Новая фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 137% от  $S_{ном}$  (54,9 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 114% от  $S_{ном}$  (45,4 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 2x40 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,8 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (74,34 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 87% от  $S_{ном}$  (54,9 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (45,4 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Новая планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,05 МВт (1,3 МВА

– полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Новая может составить 56,2 МВА в зимний период и 46,7 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	ООО «Бест Моторс» Центр обработки данных.	12547/2021/ДЭ/МАХАГЭС	1,5	0,7	0,4	1,129	2022
2	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,55	0,1	0,4	0,167	2022
Итого			3,05			1,3	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Новая при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 89,2% от  $S_{ном}$  (56,2 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 74,1% от  $S_{ном}$  (46,7 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110/6 кВ Очистные сооружения

На ПС 110 кВ Очистные сооружения установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	1980	10	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТРДН	1989	25	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 5 лет в зимний период составляет 12,45 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 11,06 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Очистные сооружения фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 125% от  $S_{ном}$  (12,45 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 111% от  $S_{ном}$  (11,06 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (20 МВА), ДДТН Т-1 в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (19,04 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при

единичном отключении Т-2 – загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 77,8% от  $S_{ном}$  (12,45 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 69,1% от  $S_{ном}$  (11,06 МВА), и не превышает ДДТН.

Согласно данным собственника в рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Очистные сооружения подключение энергопринимающих устройств не планируется.

### ПС 110 кВ Приморская

На ПС 110 кВ Приморская установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	2008	16	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДН	2012	16	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.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 27,82 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 21,96 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Приморская фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 174% от  $S_{ном}$  (27,82 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 137% от  $S_{ном}$  (21,96 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 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (47,6 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 69,6% от  $S_{ном}$  (27,82 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 54,9% от  $S_{ном}$  (21,96 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Приморская планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 7,45 МВт (0,8 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Приморская может составить 28,62 МВА в зимний период и 22,77 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		7,45	0,1	0,4	0,8	2022
Итого			7,45			0,8	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Приморская при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 71,6% от  $S_{ном}$  (28,62 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 56,9% от  $S_{ном}$  (22,77 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Рассвет

На ПС 110 кВ Рассвет установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	10	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДТН	1989	16	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (22,3°C)
				98

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 15,65 МВА (19 декабря 2020 г.), в летний период – 13,77 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Рассвет фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 156% от  $S_{ном}$  (15,65 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 137,7% от  $S_{ном}$  (13,77 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Рассвет фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 97,8% от  $S_{ном}$  (15,65 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 86% от  $S_{ном}$  (13,77 МВА) и не превышает ДДТН.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (20 МВА), ДДТН Т-1 в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (19,04 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-2 – нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 98% от  $S_{ном}$  (15,65 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 86% от  $S_{ном}$  (13,77 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Рассвет планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,41 МВт (0,31 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Рассвет может составить 15,96 МВА в зимний период и 14,07 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		2,41	0,1	0,4	0,31	2022
Итого			2,41			0,31	

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Рассвет при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 99,8% от  $S_{ном}$  (15,96 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 88% от  $S_{ном}$  (14,07 МВА), и не превышает ДДТН Т-1 и Т-2.

### ПС 110 кВ Сергокала

На ПС 110 кВ Сергокала установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сергокала принята в соответствии с таблицами 1, 3, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2015	16	Зимний период (6,6°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
Т-2	ТМТН	1990	6,3	Зимний период (6,6°C)
				110
				Летний период (20,3°C)
				100

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 7,95 МВА (20 декабря 2017 г.), в летний период – 6,64 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Сергокала фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 126% от  $S_{ном}$  (7,95 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 105% от  $S_{ном}$  (6,64 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (12,5 МВА), ДДТН Т-2 в летний период составит 120% от  $S_{ном}$  (12 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при

единичном отключении Т-1 – нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 79,5% от  $S_{\text{ном}}$  (7,95 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 66,4% от  $S_{\text{ном}}$  (6,64 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Сергокала планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,38 МВт (0,15 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Сергокала может составить 8,1 МВА в зимний период и 6,79 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,38	0,1	0,4	0,15	2022
Итого			1,38			0,15	

С учетом замены трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Сергокала при единичном отключении Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 81% от  $S_{\text{ном}}$  (8,1 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 67,9% от  $S_{\text{ном}}$  (6,79 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ ЦПП

На ПС 110 кВ ЦПП установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{\text{ном}}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1983	25	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
Т-2	ТДТН	1983	25	97
				Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97

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 30,56 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 31,11 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ ЦПП фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 122% от  $S_{\text{ном}}$  (30,56 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 124% от  $S_{\text{ном}}$  (31,11 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 2x25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции

ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (47,2 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 76,4% от  $S_{ном}$  (30,56 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 78% от  $S_{ном}$  (31,11 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ ЦПП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,335 МВт (0,15 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ ЦПП может составить 30,7 МВА в зимний период и 31,26 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,335	0,1	0,4	0,15	2022
Итого			1,335			0,15	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ ЦПП при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 76,7% от  $S_{ном}$  (30,7 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 78% от  $S_{ном}$  (31,26 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Шамхал

На ПС 110 кВ Шамхал установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2012	25	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (23,6°C)
Т-2	ТДТН	1980	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 42,8 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 33,8 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Шамхал фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 267% от  $S_{ном}$  (42,8 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 211% от  $S_{ном}$  (33,8 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Шамхал фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 171% от  $S_{ном}$  (42,8 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 135% от  $S_{ном}$  (33,8 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Шамхал планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 6,65 МВт (0,75 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Шамхал может составить 43,55 МВА в зимний период и 34,56 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		6,65	0,1	0,4	0,75	2022

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Шамхал перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 272% от  $S_{ном}$  (43,55 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 216% от  $S_{ном}$  (34,56 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Шамхал перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 174% от  $S_{ном}$  (43,55 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 138% от  $S_{ном}$  (34,56 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

Учитывая высокую загрузку трансформаторов на ПС 110 кВ Шамхал и отсутствие возможности перераспределения нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания, рассмотрены следующие варианты реконструкции ПС 110 кВ Шамхал:

**Вариант 1.** Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей номинальной мощности.

В рассматриваемом варианте предлагается выполнить замену существующих трансформаторов на трансформаторы номинальной мощностью 63 МВА каждый.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,75 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (74,34 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 69% от  $S_{ном}$  (43,55 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 55% от  $S_{ном}$  (34,56 МВА), и не превышает ДДТН.

**Вариант 2.** Развитие распределительной электрической сети напряжением 35 кВ с переводом нагрузки на ПС 110 кВ Стекольная.

В рассматриваемом варианте предлагается выполнить перевод нагрузки в объеме до 21 МВА на ПС 110 кВ Стекольная за счет реализации следующих мероприятий:

1. Сооружение захода ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

В рамках выполнения действующих технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств «Новолакского переселенческого района» реализуются мероприятия по строительству заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

В результате перевода нагрузки на ПС 110 кВ Стекольная максимальная нагрузка ПС 110 кВ Шамхал в зимний период может достигать 22,55 МВА, в летний период – 13,56 МВА.

– при единичном отключении Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 в режиме зимних нагрузок снизится и составит 140,75% от  $S_{\text{ном}}$  (22,55 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составит 84,5% от  $S_{\text{ном}}$  (13,56 МВА) и не превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

– при единичном отключении Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 в режиме зимних нагрузок снизится и составит 90% от  $S_{\text{ном}}$  (22,55 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составит 54% от  $S_{\text{ном}}$  (13,56 МВА) и не превышает ДДТН.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новый трансформатор мощностью 25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{\text{ном}}$  (31,25 МВА), ДДТН Т-2 в летний период составит 118% от  $S_{\text{ном}}$  (29,5 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 90% от  $S_{\text{ном}}$  (22,55 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 54% от  $S_{\text{ном}}$  (13,56 МВА), и не превышает ДДТН.

### **Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Шамхал**

Для рассматриваемых вариантов реконструкции ПС 110 кВ Шамхал определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Расчёт стоимости мероприятий 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 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)<sup>7</sup>, 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)<sup>8</sup>, а также в Прогнозе социально-экономического развития

<sup>7</sup> [https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya/prognoz\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya\\_rf\\_na\\_period\\_do\\_2024\\_goda.html](https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_na_period_do_2024_goda.html)

<sup>8</sup> [https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya/prognoz\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya\\_rf\\_na\\_2021\\_god\\_i\\_na\\_planovyy\\_period\\_2022\\_i\\_2023\\_godov.html](https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_na_2021_god_i_na_planovyy_period_2022_i_2023_godov.html)

Российской Федерации на 2022 года и на плановый период 2023 и 2024 годов (в части индексов-дефляторов на период 2020-2022 годов)<sup>9</sup>.

Индексы-дефляторы для определения капиталовложений в текущих ценах представлены в таблице 7.4.1.1. Итоговый индекс определяется перемножением индексов за соответствующие года.

*Таблица 7.4.1.1 – Индексы – дефляторы инвестиций в основной капитал*

Наименование	Годы				
	2018	2019	2020	2021	2022
Индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	105,3	106,8	105,6	105,4	105,1

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты (в ценах 2022 года с НДС) на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Шамхал приведены в таблице 7.4.1.2.

Приведённые в таблице 7.4.1.2 данные показывают, что укрупнённые капитальные затраты (в ценах 2022 года с НДС) по вариантам составляют:

- в Варианте 1 – 178,47 млн руб. (179 %);
- в Варианте 2 – 99,75 млн руб. (100 %).

Следует отметить, что реализация соответствующего титула предусмотрена утверждённой инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы<sup>10</sup> (идентификатор - L\_dagf90) со сроком реализации в 2023 году, однако необходимость реализации мероприятия выявлена уже по состоянию на 2022 год.

В связи с тем, что в рамках реализации Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан на 2020-2024 гг. и согласованной с АО «СО ЕЭС» проектной документацией по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал» предусмотрена замена Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Шамхал на имеющийся в наличии у ПАО «Россети Северный Кавказ» - Дагэнерго трансформатор номинальной мощностью 40 МВА, что не потребует дополнительных затрат, то к дальнейшему рассмотрению принимается замена трансформатора Т-2 16 МВА ПС 110 кВ Шамхал на новый 40 МВА.

<sup>9</sup> [https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya/prognoz\\_socialno\\_ekonomicheskogo\\_razvitiya\\_rf\\_na\\_2022\\_god\\_i\\_na\\_planovyy\\_period\\_2023\\_i\\_2024\\_godov.html](https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_na_2022_god_i_na_planovyy_period_2023_i_2024_godov.html)

<sup>10</sup> 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@»

Таблица 7.4.1.2 – Техничко-экономические показатели вариантов реконструкции ПС 110 кВ Шамхал

№ п/п	Мероприятие	ЛЭП			Подстанции			Стоимость в ценах 2022 года, млн руб. с НДС
		Напряжение, кВ	Количество х цепность х протяженность, км	Марка и сечение провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК шт.х МВА (Мвар)	Схема РУ/ячейка выключателя, шт.	
Вариант 1								
1	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформаторов 1х16 МВА и 1х25 МВА на 2х63 МВА	-	-	-	110/35/10	2х63	-	178,47
Итого по Варианту 1:								178,47
Вариант 2								
1	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-2 номинальной мощностью 16 МВА на трансформатор номинальной мощностью 25 МВА	-	-	-	110/35/10	1х25	-	84,92
2	Строительство заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало (ВЛ-35-24) на ПС 110 кВ Стекольная	35	2х1х0,75	АС-120	-	-	-	14,83
Итого по Варианту 2:								99,75

Примечания:

1. Протяженность ЛЭП, марка провода, тип и мощность трансформаторов должны быть уточнены на стадии проектирования.
2. Параметры сооружаемых заходов ВЛ 35 кВ в рамках варианта 2 и полная стоимость мероприятия в УНЦ по состоянию на 01.01.2018 приняты в соответствии с утвержденной инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы.

### ПС 110 кВ Юго-Восточная

На ПС 110 кВ Юго-Восточная установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	2008	10	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
Т-2	ТДН	2008	10	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
				119

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 18,77 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 14,2 МВА (17 июня 2020 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Юго-Восточная фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 188% от  $S_{ном}$  (18,77 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 142% от  $S_{ном}$  (14,2 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) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (18,77 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 56,8% от  $S_{ном}$  (14,2 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Юго-Восточная планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,06 МВт (0,22 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Юго-Восточная может составить 18,99 МВА в зимний период и 14,41 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		2,06	0,1	0,4	0,22	2022
Итого			2,06			0,22	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Юго-Восточная при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 76% от  $S_{ном}$  (18,99 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 57,6% от  $S_{ном}$  (14,41 МВА), и не превышает ДДТН.

### Дербентские электрические сети

#### ПС 110 кВ Араблинка

На ПС 110 кВ Араблинка установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Араблинка принята в соответствии с таблицей 2.1.21 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. №6.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМН	1983	2,5	Зимний период (6,2°C)
				105
				Летний период (22,3°C)
				105
Т-2	ТМН	1985	2,5	Зимний период (6,2°C)
				105
				Летний период (22,3°C)
				105

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 2,85 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 2,47 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Араблинка фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 114 % от  $S_{ном}$  (2,85 МВА) и превышает ДДТН. Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x2,5 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x4 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $S_{ном}$  (4,2 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 71% от  $S_{ном}$  (2,85 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Араблинка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,89 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Араблинка может составить 2,96 МВА в зимний период и 2,57 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,89	0,1	0,4	0,1	2022
Итого			0,89			0,1	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Араблинка при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 74% от  $S_{ном}$  и (2,96 МВА) не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Ахты

На ПС 110 кВ Ахты установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1986	10	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,7°C)
				98
Т-2	ТДТН	1998	10	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
				119

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, Т-2 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 18,32 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 7,92 МВА (17 июня 2020 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Ахты фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 183% от  $S_{ном}$  (18,32 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), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 73,3% от  $S_{ном}$  (18,32 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Ахты не планируется подключение новых потребителей.

## ПС 110 кВ Геджух

На ПС 110 кВ Геджух установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Геджух принята в соответствии с таблицей 2.1.21 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. №6 и в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	1982	10	Зимний период (6,6°С)
				110
				Летний период (23,6°С)
Т-2	ТМН	1982	2,5	Зимний период (6,6°С)
				105
				Летний период (23,6°С)
				105

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 1,54 МВА (20 декабря 2017 г.), в летний период – 2,01 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Геджух фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 62 % от  $S_{ном}$  (1,54 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 80 % от  $S_{ном}$  (1,49 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Геджух планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,37 МВт (1,12 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Геджух может составить 2,66 МВА в зимний период и 3,13 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	ООО «Алвиса»	9303/2021/ДЭ/ДЕРБРЭС	2	0,5	0,4	1,08	2022
2	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,37	0,1	0,4	0,04	2022
Итого			2,37			1,12	

После реализации ТУ на ТП при единичном отключении Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 106 % от  $S_{ном}$  (2,66 МВА) не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 125 % от  $S_{ном}$  (3,13 МВА) и превышает ДДТН.

Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 4 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 составит 105% от  $S_{ном}$  (4,2 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в

режиме зимних нагрузок составляет 67% от  $S_{ном}$  (2,66 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 78,3 % от  $S_{ном}$  (3,13 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Дербент-Западная

На ПС 110 кВ Дербент-Западная установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дербент-Западная принята в соответствии с таблицами 1, 2, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМН	1983	6,3	Зимний период (3,2°C)
				113
				Летний период (23,6°C)
Т-2	ТМТГ	2003	5,6	Зимний период (3,2°C)
				125
				Летний период (23,6°C)
				118

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, Т-2 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 10,76 МВА (19 декабря 2018 г.), в летний период – 8,7 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Дербент-Западная фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 192% от  $S_{ном}$  (10,76 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 155% от  $S_{ном}$  (8,7 МВА) и превышает ДДТН. При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Дербент-Западная фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 171% от  $S_{ном}$  (10,76 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 138% от  $S_{ном}$  (8,7 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 6,3 МВА и 5,6 МВА соответственно на новые трансформаторы мощностью 2x16 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 118% от  $S_{ном}$  (18,88 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 67,3% от  $S_{ном}$  (10,76 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 54,4% от  $S_{ном}$  (8,7 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Дербент-Западная планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,56 МВт (0,18 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Дербент-Западная может составить 10,93 МВА в зимний период и 8,87 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,56	0,1	0,4	0,18	2022
Итого			1,56			0,18	

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 МВА и 5,6 МВА соответственно на новые трансформаторы мощностью 2x16 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 118% от  $S_{ном}$  (18,8 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 68% от  $S_{ном}$  (10,93 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 55% от  $S_{ном}$  (8,87 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Агабалаева

На ПС 110 кВ Агабалаева установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДНТ	1972	22	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
				98
Т-2	ТДТН	1970	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 5 лет в зимний период составляет 17,71 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 14,47 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Агабалаева фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 177% от  $S_{ном}$  (17,71 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 145% от  $S_{ном}$  (14,47 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), ДДТН Т-2 в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (29,75 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 71% от  $S_{ном}$  (17,23 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 58% от  $S_{ном}$  (14,47 МВА) и не превышает ДДТН

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Агабалаева не планируется подключение новых потребителей.

### ПС 110 кВ Кайтаг

На ПС 110 кВ Кайтаг установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кайтаг принята в соответствии с таблицами 1, 5, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1986	16	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (23,6°С)
Т-2	ТМТ	1972	6,3	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (23,6°С)
				97

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 13,85 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 10,71 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Кайтаг фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 220% от  $S_{ном}$  (13,85 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 170% от  $S_{ном}$  (10,71 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на новый трансформатор мощностью 16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (20 МВА), ДДТН Т-2 в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (18,88 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 86% от  $S_{ном}$  (13,82 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 67% от  $S_{ном}$  (10,71 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Кайтаг планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,25 МВт (0,03 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Кайтаг может составить 13,85 МВА в зимний период и 10,74 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,25	0,1	0,4	0,03	2022
Итого			0,25			0,03	

С учетом замены трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Кайтаг при единичном отключении Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 86% от  $S_{ном}$  (13,85 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 67% от  $S_{ном}$  (10,74 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Касумкент

На ПС 110 кВ Касумкент установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	1981	6,3	Зимний период (4,4°C)
				112
				Летний период (22,3°C)
				98
Т-2	ТМТ	1966	6,3	Зимний период (4,4°C)
				112
				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 5 лет в зимний период составляет 9,65 МВА (18 декабря 2019 г.), в летний период – 8,21 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Касумкент фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 153% от  $S_{ном}$  (9,65 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 130% от  $S_{ном}$  (8,21 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 2x6,3 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (12,5 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (11,9 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97% от  $S_{ном}$  и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 82% от  $S_{ном}$  и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Касумкент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,95 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Касумкент может составить 9,75 МВА в зимний период и 8,31 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,95	0,1	0,4	0,1	2022
Итого			0,95			0,1	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Касумкент при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97% от  $S_{ном}$  (9,75 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 83% от  $S_{ном}$  (8,31 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Каякент

На ПС 110 кВ Каякент установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каякент принята в соответствии с таблицами 1, 5, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	1982	10	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,7°C)
Т-2	ТМН	1985	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 5 лет в зимний период составляет 15,15 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 8,4 МВА (17 июня 2020 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Каякент фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 241% от  $S_{ном}$  (15,15 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 133% от  $S_{ном}$  (8,4 МВА) и превышает ДДТН. При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Каякент фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 152% от  $S_{ном}$  (15,15 МВА) и превышает ДДТН. Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, рекомендуется рассмотреть замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Каякент.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА и 6,3 МВА соответственно на новые трансформаторы мощностью 2x16 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 94,7% от  $S_{ном}$  (15,15 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 52,5% от  $S_{ном}$  (8,4 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Каякент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,82 МВт (0,56 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Каякент может составить 15,72 МВА в зимний период и 8,96 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		4,82	0,1	0,4	0,56	2022
Итого			4,82			0,56	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Каякент при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 98% от  $S_{ном}$  (15,72 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 55,8% от  $S_{ном}$  (8,96 МВА) и не превышает ДДТН.

### 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 трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТГ	1968	5,6	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТМТН	1989	6,3	98
				Зимний период (6,2°C)
				111
				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 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 2x10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$

(12,5 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (11,9 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 88% от  $S_{ном}$  (8,8 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 78% от  $S_{ном}$  (7,78 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Магарамкент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,47 МВт (0,5 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 9,3 МВА в зимний период и 8,27 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	ФГКУ Росгранстрой	12751/2021/ДЭ/МАГАРЭС	0,67	0,4	0,4	0,3	2023
2	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,8	0,1	0,4	0,2	2021–2022
Итого			2,47			0,5	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Магарамкент при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 93% от  $S_{ном}$  (9,3 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 82,7% от  $S_{ном}$  (8,27 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Мамедкала

На ПС 110 кВ Мамедкала установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамедкала принята в соответствии с таблицами 1, 5, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	1973	6,3	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97
Т-2	ТДТН	1987	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97

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 19,26 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 16,14 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Мамедкала фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 306% от  $S_{ном}$  (19,26 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 256% от  $S_{ном}$  (16,14 МВА) и превышает ДДТН.

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Мамедкала фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 120% от  $S_{ном}$  (19,26 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 101% от  $S_{ном}$  (16,14 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 6,3 МВА и 16 МВА соответственно 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 118% от  $S_{ном}$  (29,5 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 77% от  $S_{ном}$  (19,26 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 65% от  $S_{ном}$  (16,14 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Мамедкала планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,96 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Мамедкала может составить 19,36 МВА в зимний период и 16,25 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,96	0,1	0,4	0,1	2022
Итого			0,96			0,1	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Мамедкала при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 77% от  $S_{ном}$  (19,36 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 65% от  $S_{ном}$  (16,25 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 трансформатора	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 5 лет 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 нагрузка 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 2x16 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) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 83% от  $S_{ном}$  (13,3 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 73% от  $S_{ном}$  (11,71 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Огни планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,25 МВт (0,14 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 13,44 МВА в зимний период и 11,85 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,25	0,1	0,4	0,14	2022
Итого			1,25			0,14	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Огни при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (13,44 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 74% от  $S_{ном}$  (11,85 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Советская

На ПС 110 кВ Советская установлен один силовой трансформатор.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Советская принята в соответствии с таблицей 2.1.21 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. №6.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМН	1995	2,5	Зимний период (4,4°C)
				105
				Летний период (22,3°C)
				105

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 3,05 МВА (18 декабря 2019 г.), в летний период – 2,37 МВА (16 июня 2021 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Советская возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В нормальном режиме фактическая загрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Советская в режиме зимних нагрузок составляет 123% от  $S_{ном}$  (3,05 МВА) и превышает ДДТН. Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, рекомендуется рассмотреть замену Т-1 ПС 110 кВ Советская на трансформатор с большей мощностью. Для исключения недопустимого уровня нагрузки в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Советская.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 4 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 составит 105% от  $S_{ном}$  (4,2 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки в нормальном режиме – загрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 77% от  $S_{ном}$  (5,2 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Советская планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,41 МВт (0,05 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Советская может составить 3,10 МВА в зимний период и 2,42 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,41	0,1	0,4	0,05	2022
Итого			0,41			0,05	

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Советская загрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 77% от  $S_{ном}$  (3,1 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Тагиркент

На ПС 110 кВ Тагиркент установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тагиркент принята в соответствии с таблицами 1, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81 и таблицей 2.1.21 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. №6.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМН	1980	6,3	Зимний период (6,6°C)
				110
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТМН	1992	2,5	98
				Зимний период (6,6°C)
				105
				Летний период (22,3°C)
				105

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 3,94 МВА (20 декабря 2017 г.), в летний период – 3,63 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Тагиркент фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 158% от  $S_{ном}$  (3,94 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 145% от  $S_{ном}$  (3,43 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 составит 125% от  $S_{ном}$  (7,875 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 63% от  $S_{ном}$  (3,94 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 58% от  $S_{ном}$  (3,63 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Тагиркент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,68 МВт (0,09 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тагиркент может составить 4,02 МВА в зимний период и 3,71 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,68	0,1	0,4	0,09	2022
Итого			0,68			0,09	

С учетом замены трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Тагиркент при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 64% от  $S_{ном}$  (4,02 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 59% от  $S_{ном}$  (3,71 МВА) и не превышает ДДТН.

### Северные электрические сети

#### ПС 110 кВ Акташ

На ПС 110 кВ Акташ установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2012	25	Зимний период (6,2°C) 125
				Летний период (23,6°C) 118
Т-2	ТДТН	1989	16	Зимний период (6,2°C) 111
				Летний период (23,6°C) 97

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 45,2 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 35,26 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Акташ фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 283% от  $S_{ном}$  (45,2 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 220% от  $S_{ном}$  (35,26 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Акташ фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 181% от  $S_{ном}$  (45,2 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 141% от  $S_{ном}$  (35,26 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,75 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (74,34 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (45,2 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 56% от  $S_{ном}$  (35,26 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Акташ планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,44 МВт (0,48 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Акташ может составить 45,67 МВА в зимний период и 35,73 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		4,44	0,1	0,4	0,48	2022
Итого			4,44			0,48	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Акташ при единичном отключении Т-2(1) перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) в режиме зимних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (45,67 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 57% от  $S_{ном}$  (35,73 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Бабаюрт

На ПС 110 кВ Бабаюрт установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1998	16	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (20,8°C)
				120

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-2	ТДТН	1979	10	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (20,8°C)
				100

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 17,93 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 12,50 МВА (21 июня 2017 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Бабаюрт фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 179% от  $S_{ном}$  (17,93 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 125% от  $S_{ном}$  (11,14 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Бабаюрт фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 112% от  $S_{ном}$  (17,93 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 78% от  $S_{ном}$  (12,5 МВА), и не превышает ДДТН.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), ДДТН Т-2 в летний период составит 120% от  $S_{ном}$  (30 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 71,8% от  $S_{ном}$  (17,93 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 44,6% от  $S_{ном}$  (11,14 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Бабаюрт планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,59 МВт (0,08 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Бабаюрт может составить 18,01 МВА в зимний период и 11,22 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,59	0,1	0,4	0,08	2022
Итого			0,59			0,08	

С учетом замены трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Бабаюрт при единичном отключении Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (18,01 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 44,8% от  $S_{ном}$  (11,22 МВА), и не превышает ДДТН.

## ПС 110 кВ Дылым

На ПС 110 кВ Дылым установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1991	10	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,7°C)
				98
Т-2	ТДТН	2008	10	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,7°C)
				119

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 14,05 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 11,03 МВА (17 июня 2020 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Дылым фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 140% от  $S_{ном}$  (14,05 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 110% от  $S_{ном}$  (11,03 МВА) и не превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Дылым фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 140% от  $S_{ном}$  (14,05 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 110% от  $S_{ном}$  (11,03 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x16 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 87% от  $S_{ном}$  (14,05 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 69% от  $S_{ном}$  (11,03 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Дылым планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,17 МВт (0,02 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Дылым может составить 14,07 МВА в зимний период и 11,05 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,17	0,1	0,4	0,02	2022
Итого			0,17			0,02	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Дылым при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 88% от  $S_{ном}$  (14,07 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 70% от  $S_{ном}$  (11,05 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ ЗФС

На ПС 110 кВ ЗФС установлен один силовой трансформатор.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1989	40	Зимний период (6,6°C)
				110
				Летний период (22,7°C)
				98

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 44,6 МВА (20 декабря 2017 г.), в летний период – 36,13 МВА (17 июня 2020 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ ЗФС возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Фактическая нагрузка Т-1 ПС 110 кВ ЗФС в режиме зимних нагрузок составляет 111,5% от  $S_{ном}$  (44,6 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 90% от  $S_{ном}$  (36,13 МВА) и не превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 40 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 119% от  $S_{ном}$  (74,97 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки Т-1 и составит в режиме зимних нагрузок 70,8% от  $S_{ном}$  (44,6 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 57,3% от  $S_{ном}$  (36,13 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ ЗФС планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 8,76 МВт (2,18 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ ЗФС может составить 46,78 МВА в зимний период и 38,31 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	0097/05/2021 (ООО «Дагэнержи»)	0,85	0,7	0,4	0,68	2022
2	ГКУ РД «Дирекция единого госзаказчика-застройщика»	0098/05/2021 (ООО «Дагэнержи»)	1,061	0,7	0,4	0,82	2022
3	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		6,849	0,1	0,4	0,68	2022
Итого			8,76			2,18	

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ЗФС перспективная загрузка Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 74% от  $S_{ном}$  (46,78 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 61% от  $S_{ном}$  (38,31 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Кизилюртовская

На ПС 110 кВ Кизилюртовская установлен один силовой трансформатор.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кизилюртовская принята в соответствии с таблицами 1, 5, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	1983	6,3	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,7°C)
				98
Т-2	ТДН	1992	10	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 5 лет в зимний период составляет 13,79 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 8,87 МВА (17 июня 2020 г.).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Кизилюртовская возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Кизилюртовская фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 138% от  $S_{ном}$  (13,79 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 89% от  $S_{ном}$  (8,87 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Кизилюртовская фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 219% от  $S_{ном}$  (13,79 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 141% от  $S_{ном}$  (8,87 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 и 10 МВА соответственно на новые трансформаторы мощностью 2x16 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 86% от  $S_{ном}$  (13,79 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 55% от  $S_{ном}$  (8,87 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Кизилюртовская планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,37 МВт (0,05 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Кизилюртовская может составить 13,84 МВА в зимний период и 8,91 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,37	0,1	0,4	0,05	2020
Итого			0,37			0,05	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кизилюртовская при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 86% от  $S_{ном}$  (13,84 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 56% от  $S_{ном}$  (8,91 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Ярыксу

На ПС 110 кВ Ярыксу установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	25	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (23,6°C)
Т-2	ТДТН	2011	25	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (23,6°C)
				118

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 54,95 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 46,59 МВА (19 июня 2019 г.).

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

При единичном отключении Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Ярыксу фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) в режиме зимних нагрузок составляет 220% от  $S_{ном}$  (54,95 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 186% от  $S_{ном}$  (46,59 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1, Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,75 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 118% от  $S_{ном}$  (74,34 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 87% от  $S_{ном}$  (54,95 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 74% от  $S_{ном}$  (46,59 МВА), и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Ярыксу планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 7,39 МВт (0,81 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после

зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ярыксу может составить 55,77 МВА в зимний период и 47,4 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		7,39	0,1	0,4	0,81	2022
Итого			7,39			0,81	

С учетом замены трансформаторов Т-1(2) ПС 110 кВ Ярыксу при единичном отключении Т-2(1) перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(2) в режиме зимних нагрузок составляет 88% от  $S_{ном}$  (55,77 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (47,4 МВА), и не превышает ДДТН.

В связи с тем, что в рамках реализации Программы модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан на 2020-2024 гг. и согласованным с АО «СО ЕЭС» техническим заданием на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу», предусмотрена замена Т-1 и Т-2 2х25 МВА ПС 110 кВ Ярыксу на имеющиеся в наличии у ПАО «Россети Северный Кавказ» - Дагэнерго трансформаторы номинальной мощностью 2х40 МВА с дополнительной установкой Т-3 25 МВА, то к дальнейшему рассмотрению принимается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 2х25 МВА ПС 110 кВ Ярыксу на новые 2х40 МВА и установка Т-3 25 МВА.

### Гергебильские электрические сети

#### ПС 110 кВ Акуша

На ПС 110 кВ Акуша установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1975	10	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (20,8°C)
				100
Т-2	ТДТН	2016	16	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (20,8°C)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, Т-2 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 16,65 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 9,74 МВА (21 июня 2017 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Акуша фактическая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 167% от  $S_{ном}$  (16,65 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 1х10 МВА на новый трансформатор мощностью 1х25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), ДДТН Т-1 в летний период составит 120% от  $S_{ном}$  (30 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-2 – нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 66,6% от  $S_{ном}$  (16,65 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Акуша планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,2 МВт (0,05 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Акуша может составить 16,69 МВА в зимний период и 9,79 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,2	0,1	0,4	0,05	2022
Итого			0,2			0,05	

С учетом замены трансформаторов Т-1 ПС 110 кВ Акуша при единичном отключении Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 67% от  $S_{ном}$  (16,69 МВА), в режиме летних нагрузок составляет 39% от  $S_{ном}$  (9,79 МВА), и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Анцух

На ПС 110 кВ Анцух установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	10	Зимний период (4,4°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
Т-2	ТДТН	2004	10	Зимний период (4,4°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
				120

По состоянию на 2022 год трансформаторы Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 30,07 МВА (18 декабря 2019 г.), в летний период – 9,94 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Анцух фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 301% от  $S_{ном}$  (30,07 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 2х10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 120% от  $S_{ном}$  (48 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (30,07 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Анцух планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,13 МВт (0,01 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Анцух может составить 30,08 МВА в зимний период и 9,95 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,13	0,1	0,4	0,01	2022
Итого			0,13			0,01	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Анцух при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (30,08 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Ботлих

На ПС 110 кВ Ботлих установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1995	10	Зимний период (6,2°C)
				111
				Летний период (20,3°C)
Т-2	ТДТН	2004	16	100
				Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

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

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 24,26 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 9,28 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Ботлих фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 243% от  $S_{ном}$  (24,26 МВА) и превышает ДДТН.

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ Ботлих фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 152% от  $S_{ном}$  (24,26 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 10 МВА и 16 МВА соответственно 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), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97% (24,26 МВА) от  $S_{ном}$  и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Ботлих планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,47 МВт (0,05 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ботлих может составить 24,31 МВА в зимний период и 9,33 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,47	0,1	0,4	0,05	2022
Итого			0,47			0,05	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Ботлих при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97% от  $S_{ном}$  (24,31 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Гуниб

На ПС 110 кВ Гуниб установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2004	10	Зимний период (6,2°C)
				125
Т-2	ТДТН	2004	10	Летний период (20,3°C)
				120
Т-1	ТДТН	2004	10	Зимний период (6,2°C)
				125
Т-2	ТДТН	2004	10	Летний период (20,3°C)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 22,49 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 8,5 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Гуниб фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 225% от  $S_{ном}$  (22,49 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), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 90% от  $S_{ном}$  (22,49 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Гуниб планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,408 МВт (0,15 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Гуниб может составить 22,64 МВА в зимний период и 8,65 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,408	0,1	0,4	0,15	2022
Итого			1,16			0,17	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Гуниб при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 91% от  $S_{ном}$  (22,64 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Ирганай ГПП

На ПС 110 кВ Ирганай ГПП установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1984	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (20,8°C)
Т-2	ТДТН	1984	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (20,8°C)
				100

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 35,78 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 15,32 МВА (21 июня 2017 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Ирганай ГПП фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 224% (35,78 МВА) от  $S_{ном}$  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 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (50 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 89% от  $S_{ном}$  (35,78 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Ирганай ГПП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,2 МВт (0,02 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ирганай ГПП может составить 35,8 МВА в зимний период и 9,86 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,2	0,1	0,4	0,02	2022
Итого			0,2			0,02	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Ирганай ГПП при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 90% от  $S_{ном}$  (35,8 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Леваша

На ПС 110 кВ Леваша установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	2005	10	Зимний период (9,1°C)
				125
Т-2	ТДН	2009	10	Летний период (22,3°C)
				119
Т-1	ТДН	2005	10	Зимний период (9,1°C)
				125
Т-2	ТДН	2009	10	Летний период (22,3°C)
				119

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 21,8 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 17,44 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Леваша фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 218% от  $S_{ном}$  (21,8 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 174% от  $S_{ном}$  (17,44 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), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 87,2% от  $S_{ном}$  (21,8 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Леваша планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,25 МВт (0,03 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Леваша может составить 21,83 МВА в зимний период и 17,47 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,25	0,1	0,4	0,03	2022
Итого			0,25			0,03	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Леваша при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 87% от  $S_{ном}$  (21,83 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Тлох

На ПС 110 кВ Тлох установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2014	10	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДТН	2014	10	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
				119

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 16,55 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 4,63 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тлох фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 166% от  $S_{ном}$  (16,55 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 с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 66% от  $S_{ном}$  (16,55 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Тлох не планируется подключение новых потребителей.

### ПС 110 кВ Цудахар

На ПС 110 кВ Цудахар установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1986	10	Зимний период (9,1°С)
				108
				Летний период (20,3°С)
Т-2	ТДТН	2006	10	100
				Зимний период (9,1°С)
				125
				Летний период (20,3°С)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, Т-2 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 18,78 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 9,45 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Цудахар фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 188% от  $S_{ном}$  (18,78 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора 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 с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2)

– нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (18,78 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Цудахар планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,52 МВт (0,07 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Цудахар может составить 18,86 МВА в зимний период и 9,52 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,52	0,1	0,4	0,07	2022
Итого			0,52			0,07	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Цудахар при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75% от  $S_{ном}$  (18,86 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Шамильское

На ПС 110 кВ Шамильское установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТМТН	2006	6,3	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
Т-2	ТМТН	2007	6,3	Зимний период (6,2°C)
				125
				Летний период (20,3°C)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 9,67 МВА (16 декабря 2020 г.), в летний период – 3,44 МВА (20 июня 2018 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Шамильское фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 153% от  $S_{ном}$  (9,67 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) – нагрузка

оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97% от  $S_{ном}$  (9,67 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Шамильское не планируется подключение новых потребителей.

#### 7.4.2 ПАО «Россети Северный Кавказ»

##### ПС 110 кВ Махачкала-110

На ПС 110 кВ Махачкала-110 установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1988	25	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДТН	2008	25	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
				119

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-1 составляет более 30 лет, Т-2 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 52,54 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 36,33 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Махачкала-110 фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 210% от  $S_{ном}$  (52,54 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 145% от  $S_{ном}$  (36,33 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы с большей мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x63 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (78,75 МВА), ДДТН Т-1(2) в летний период составит 119% от  $S_{ном}$  (74,97 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 83% от  $S_{ном}$  (52,54 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 58% от  $S_{ном}$  (36,33 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Махачкала-110 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,88 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная

нагрузка ПС 110 кВ Махачкала-110 может составить 52,63 МВА в зимний период и 36,42 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,88	0,1	0,4	0,1	2022
Итого			0,88			0,1	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Махачкала-110 при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (52,63 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 58% от  $S_{ном}$  (36,42 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ ЗТМ

На ПС 110 кВ ЗТМ установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТРДН	2004	25	Зимний период (9,1°C)
				125
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДН	1989	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
				98

По состоянию на 2022 год срок службы трансформатора Т-2 составляет более 30 лет, Т-1 находится в эксплуатации менее 30 лет и может работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 20,72 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 17,23 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1 ПС 110 кВ ЗТМ фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 129% от  $S_{ном}$  (20,72 МВА) и превышает ДДТН. Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-2.

При замене трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на новый трансформатор мощностью 25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-2 в зимний период составит 125% от  $S_{ном}$  (31,25 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1 – загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 83% от  $S_{ном}$  (20,72 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ ЗТМ планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,2 МВт (0,13 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ ЗТМ может составить 20,85 МВА в зимний период и 17,36 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,2	0,1	0,4	0,13	2022
Итого			1,2			0,13	

С учетом замены трансформаторов Т-2 ПС 110 кВ ЗТМ при единичном отключении Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 83% от  $S_{ном}$  (20,85 МВА) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 69% от  $S_{ном}$  (17,36 МВА) и не превышает ДДТН.

### 7.4.3 Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Северо-Кавказское ПМЭС

#### ПС 330 кВ Дербент

На ПС 330 кВ Дербент установлено два силовых трансформатора класса напряжения 110 кВ.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 330 кВ Дербент принята в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08 февраля 2019 г. № 81.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДН	1974	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97
Т-2	ТДН	1974	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (23,6°C)
				97

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 19,59 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 17,16 МВА (19 июня 2019 г.).

Согласно данным собственника на ПС 330 кВ Дербент в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 330 кВ Дербент фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 107% от  $S_{ном}$  (17,16 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 2x16 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 118% от  $S_{ном}$  (29,5 МВА), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 68% от  $S_{ном}$  (17,16 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 330 кВ Дербент планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,93 МВт (0,11 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 330 кВ Дербент может составить 19,7 МВА в зимний период и 17,27 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,93	0,1	0,4	0,11	2022
Итого			0,93			0,11	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 330 кВ Дербент при единичном отключении Т-1(2) перспективная загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 69% от  $S_{ном}$  (17,27 МВА) и не превышает ДДТН.

### ПС 110 кВ Белиджи

На ПС 110 кВ Белиджи установлено два силовых трансформатора класса напряжения 110 кВ.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	1974	16	Зимний период (9,1°C)
				108
				Летний период (22,3°C)
Т-2	ТДТН	1986	16	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 5 лет в зимний период составляет 17,99 МВА (15 декабря 2021 г.), в летний период – 12,1 МВА (16 июня 2021 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Белиджи фактическая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 112% от  $S_{ном}$  (17,99 МВА) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 76% от  $S_{ном}$  (12,1 МВА) и не 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 2x16 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) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (17,99 МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Белиджи планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,15 МВт (0,13 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Белиджи может составить 18,12 МВА в зимний период и 12,23 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		1,15	0,1	0,4	0,13	2022
Итого			1,15			0,13	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Белиджи при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 72% от  $S_{ном}$  (18,12 МВА) и не превышает ДДТН.

#### 7.4.4 Подстанции АО «Оборонэнерго»

##### ПС 110 кВ Миарсо

На ПС 110 кВ Миарсо установлено два силовых трансформатора.

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

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$S_{ном}$ , МВА	ДДТН, %
Т-1	ТДТН	2006	16	Зимний период (6,6°C)
				125
				Летний период (20,8°C)
Т-2	ТДТН	2006	16	120
				Зимний период (6,6°C)
				125
				Летний период (20,8°C)
				120

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации менее 30 лет и могут работать с возможным повышенным износом изоляции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 5 лет в зимний период составляет 21,05 МВА (20 декабря 2017 г.), в летний период – 9,1 МВА (21 июня 2017 г.).

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

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Миарсо фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 132% от  $S_{ном}$  (21,05 МВА) и превышает ДДТН. Поскольку возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует, целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x16 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), что позволит обеспечить

допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (21,05МВА) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Миарсо планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,22 МВт (0,03 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации и АТП выданных после зимнего контрольного замера 2021 года). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Миарсо может составить 21,07 МВА в зимний период и 9,13 МВА в летний период.

№ п/п	Наименование заявителя	Дата и номер договора	Заявленная мощность, МВт	Кр	tg(φ)	Мощность с учетом Кр, МВА	Год ввода
1	Договора на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью менее 670 кВт		0,22	0,1	0,4	0,03	2022
Итого			0,22			0,03	

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Миарсо при единичном отключении Т-1(2) перспективная нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от  $S_{ном}$  (21,07 МВА) и не превышает ДДТН

### **7.5 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации выявленных «узких мест» по базовому варианту**

На основании выполненного анализа результатов расчетов электрических режимов в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, приведенного в разделе 7.3, разработаны мероприятия по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест» в рамках базового варианта развития. В таблице 7.5.1 приведен перечень таких мероприятий.

Таблица 7.5.1 – Перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест» в рамках базового варианта развития

Мероприятие	Параметры		Рекомендуемый срок реализации	Организация, ответственная за реализацию	Источник финансирования	Краткое обоснование
	Количество x цепность x 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 $-14^{\circ}\text{C}$	1x1x17	АС-120	2022	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	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 $-14^{\circ}\text{C}$	1x1x12,5	АС-120	2022	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	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 $+35^{\circ}\text{C}$	1x1x3,5	АС-150	2022	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	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 $+35^{\circ}\text{C}$	1x1x1,1	АС-150	2022	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	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»	ИП	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»	ИП	Исключение превышения ДДТН(АДТН) ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал при нормативных возмущениях
Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с заменой провода ВЛ на участке от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Хунзах сечением АС-150 на провод с $I_{доп} \geq 607$ А при температуре $-14^{\circ}\text{C}$	1x1x20,3	АС-185	2025	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) при нормативных возмущениях
Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с $I_{доп} \geq 516$ А при температуре $-14^{\circ}\text{C}$	-	АС-150	2023	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	Исключение превышения ДДТН провода шин 110 кВ ПС 110 кВ Тлох при нормативных возмущениях
Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) с заменой провода сечением АС-95 на провод с $I_{доп} \geq 445$ А при температуре $-14^{\circ}\text{C}$	1x1x21,5	АС-120	2025	ПАО «Россети Северный Кавказ»	ИП	Исключение превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) при нормативных возмущениях

## 7.6 Перечень мероприятий по строительству и реконструкции центров питания 110 кВ и выше по базовому варианту

На основании выполненного анализа перспективных электрических нагрузок подстанций 110 кВ и выше, приведенного в разделе 7.4, разработаны рекомендации по увеличению трансформаторной мощности существующих и созданию новых центров питания электрических сетей 110 кВ и выше.

В таблице 7.6.1 приведен перечень подстанций, на которых рекомендуется выполнить увеличение трансформаторной мощности, для базового варианта развития.

*Таблица 7.6.1 - Перечень подстанций 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан, на которых рекомендуется выполнить увеличение трансформаторной мощности (базовый вариант развития)*

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		МВА		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша	1x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
2	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
5	Реконструкция ПС 110 кВ Ирганай ГПП	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
6	Реконструкция ПС 110 кВ Леваша	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
7	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
8	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
9	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское	2x10	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
10	Реконструкция ПС 110 кВ Араблинка	2x4	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
11	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
12	Реконструкция ПС 110 кВ Дербент-Западная	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
13	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева	1x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
14	Реконструкция ПС 110 кВ Кайтаг	1x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		МВА		
15	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент	2x10	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
16	Реконструкция ПС 110 кВ Каякент	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
17	Реконструкция ПС 110 кВ Магарамкент	2x10	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
18	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
19	Реконструкция ПС 110 кВ Огни	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
20	Реконструкция ПС 110 кВ Советская	1x4	2022	Исключение превышения ДДТН трансформатора в нормальной схеме
21	Реконструкция ПС 110 кВ Тагиркент	1x6,3	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
22	Реконструкция ПС 110 кВ Александрия	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
23	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
24	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
25	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
26	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ	2x63	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
27	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт	1x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
28	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
29	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС	1x63	2022	Исключение превышения ДДТН трансформатора в нормальной схеме
30	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская	2x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
31	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу	2x40 1x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
32	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1	2x63	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
33	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП	1x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
34	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		МВА		
35	Реконструкция ПС 110 кВ Компас	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
36	Реконструкция ПС 110 кВ Новая	2x63	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
37	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения	1x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
38	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
39	Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет	1x16	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
40	Реконструкция ПС 110 кВ Сергокала	1x10	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
41	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП	2x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
42	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
43	Реконструкция ПС 110 кВ Миарсо	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
44	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ	1x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
45	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110	2x63	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
46	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
47	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал	1x40	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
48	ПС 110 кВ Геджух	1x4	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора
49	П 110 кВ Белиджи	2x25	2022	Исключение превышения ДДТН одного трансформатора в схеме отключения второго трансформатора

### **7.7 Предложения по уточнению перечня мероприятий на объектах ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, и сроков их реализации**

Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы, в рамках базового варианта развития представлены в таблице 7.7.1.

Таблица 7.7.1 – Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы, в рамках базового варианта развития

Мероприятие	Параметры		Рекомендуемый срок реализации	Организация, ответственная за реализацию	Источник финансирования	Краткое обоснование
	Мощность тра-ров, шт. x МВА	Схема РУ / ячейка выключателя, шт				
Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА	2x25	110-13Н/2	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	ИП	Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора
Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА	2x25		2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	ИП	Исключение превышения ДДТН(АДТН) одного трансформатора в режиме аварийного отключения второго трансформатора

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

Результаты расчетов установившихся электрических режимов для базового 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.

### 7.9 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.

Тем не менее, в энергосистеме Республики Дагестан присутствует ряд ПС, спроектированных и функционирующих в условиях нетиповых схем распределительных устройств (РУ). В настоящем разделе проведен анализ и сформированы рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей на основании анализа схем существующих ПС энергосистемы Республики Дагестан.

Также в разделе приведены рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Республики Дагестан в соответствии с

техническим состоянием основного оборудования. Акты технического состояния приведены в Приложении 3 Тома 2 Книги 3.

### ПС 110 кВ Тлох

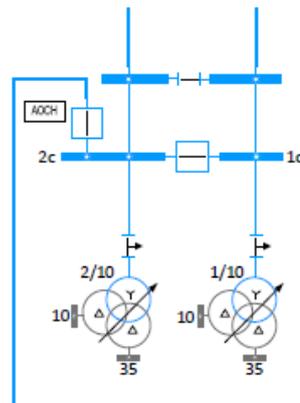


Рисунок 7.9.1 – ПС 110 кВ Тлох

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тлох не типовая (Рисунок 7.9.1). В настоящее время на ПС 110 кВ Тлох в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Миатлы – Тлох – Хунзах.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Тлох с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2.

### ПС 110 кВ Агабалаева

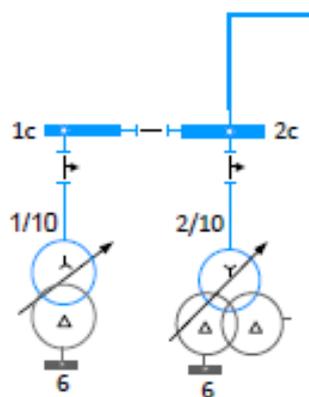


Рисунок 7.9.2 – ПС 110 кВ Агабалаева

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Агабалаева не типовая (Рисунок 7.9.2). В настоящее время на ПС 110 кВ Агабалаева в цепи Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Агабалаева с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

## ПС 110 кВ Огни

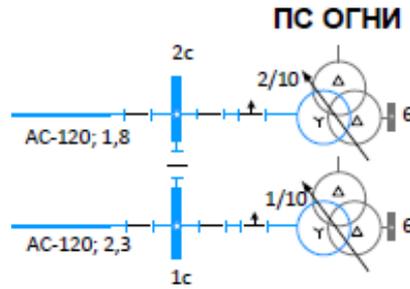


Рисунок 7.9.3 – ПС 110 кВ Огни

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Огни не типовая (Рисунок 7.9.3). В настоящее время на ПС 110 кВ Огни в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Дербент – Изберг-Северная в целом.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Огни с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

## ПС 110 кВ Советская

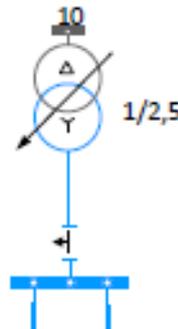


Рисунок 7.9.4 – ПС 110 кВ Советская

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Советская не типовая (Рисунок 7.9.4). В настоящее время на ПС 110 кВ Советская в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Белиджи – Касумкент в целом.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Советская с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

### ПС 110 кВ Александрия

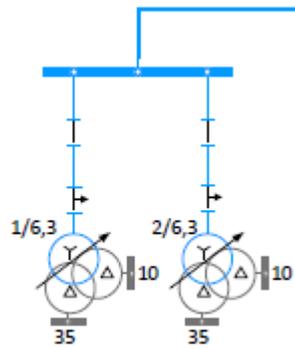


Рисунок 7.9.5 – ПС 110 кВ Александрия

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Александрия не типовая (Рисунок 7.9.5). В настоящее время на ПС 110 кВ Александрия в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Александрия с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

### ПС 110 кВ Кизляр-1

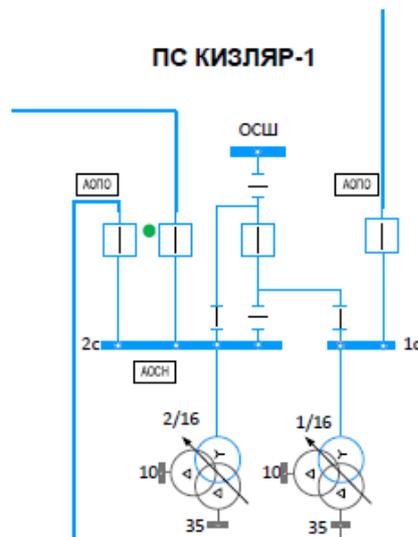


Рисунок 7.9.6 – ПС 110 кВ Кизляр-1

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кизляр-1 не типовая (Рисунок 7.9.6). В настоящее время на ПС 110 кВ Кизляр-1 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Кизляр-2 – Каргалиновская в целом.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кизляр-2 с демонтажем ОД 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате

чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

### ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

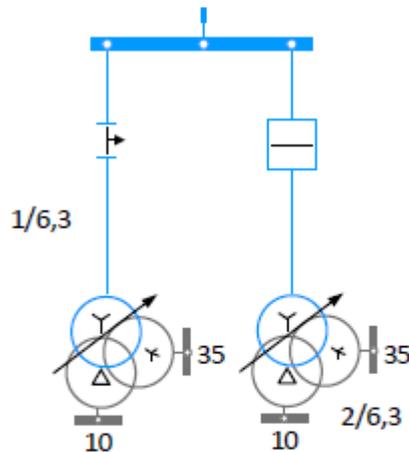


Рисунок 7.9.7 – ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Терекли-Мектеб не типовая (Рисунок 7.9.7). В настоящее время на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и Т-2 и установкой выключателя 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

### ПС 110 кВ Дылым

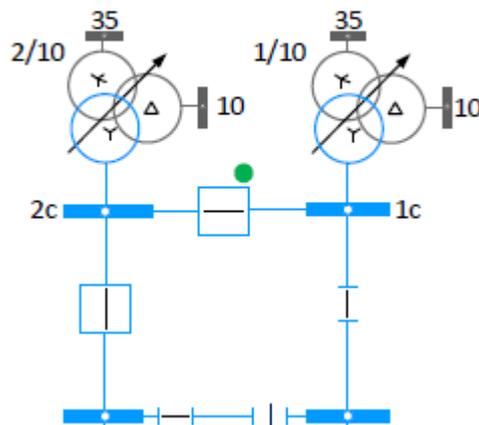


Рисунок 7.9.8 – ПС 110 кВ Дылым

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дылым не типовая (Рисунок 7.9.8). В настоящее время на ПС 110 кВ Дылым в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Миатлы – Глох в целом.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Дылым с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ в цепях Т-1, Т-2, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

### ПС 110 кВ Кизилюртовская

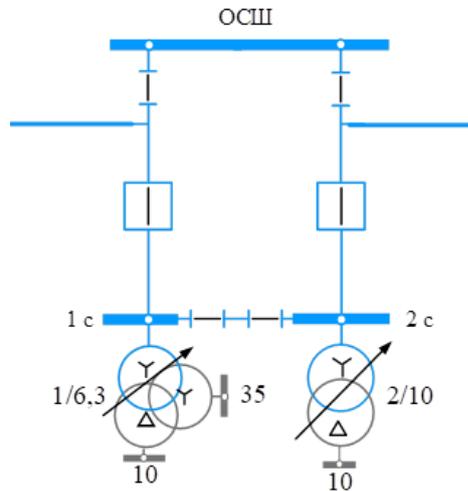


Рисунок 7.9.9 – ПС 110 кВ Кизилюртовская

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кизилюртовская не типовая (Рисунок 7.9.9). В настоящее время на ПС 110 кВ Кизилюртовская в цепи Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Ярыксу в целом.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кизилюртовская с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ в цепи Т-1 и Т-2, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

### ПС 110 кВ Приморская

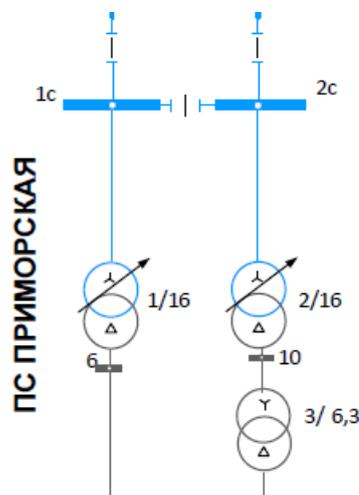
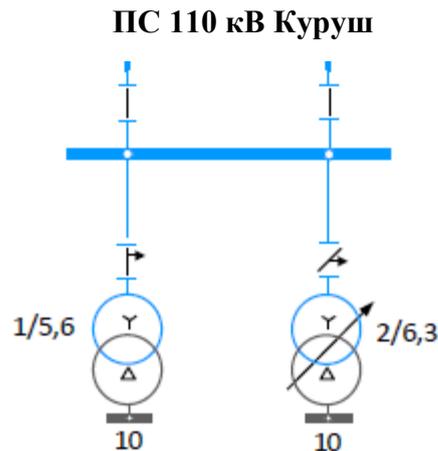


Рисунок 7.9.10 – ПС 110 кВ Приморская

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Приморская не типовая (Рисунок 7.9.10). В настоящее время на ПС 110 кВ Приморская в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы потребителей ПС 110 кВ Приозерная.

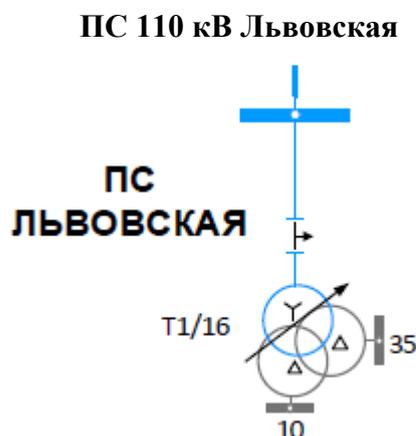
Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Приморская с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».



*Рисунок 7.9.11 – ПС 110 кВ Куруш*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Куруш не типовая (Рисунок 7.9.11). В настоящее время на ПС 110 кВ Куруш в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы транзита 110 кВ Акташ – Бабаюрт в целом.

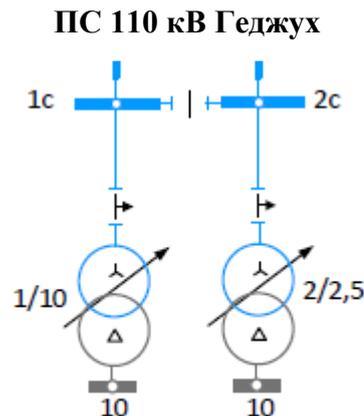
Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Куруш с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».



*Рисунок 7.9.12 – ПС 110 кВ Львовская*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Львовская не типовая (Рисунок 7.9.12). В настоящее время на ПС 110 кВ Советская в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Львовская с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

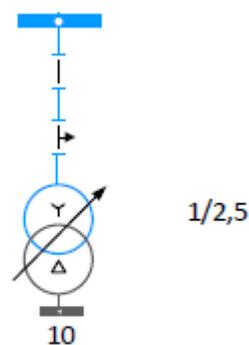


*Рисунок 7.9.13 – ПС 110 кВ Геджух*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Геджух не типовая (Рисунок 7.9.13). В настоящее время на ПС 110 кВ Геджух в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции, а также риску нарушения работы потребителей ПС 110 кВ Дербент-Западная.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Геджух с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий».

**ПС 110 кВ Заречная**



*Рисунок 7.9.14 – ПС 110 кВ Заречная*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ Заречная не типовая (Рисунок 7.9.14). В настоящее время на ПС 110 кВ Заречная в цепи Т-1 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее

оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключенных к данной подстанции.

Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Заречная с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и установкой выключателей 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему №110-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

### **ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Гуниб (ВЛ-110-193)**

ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Гуниб (ВЛ-110-193) введена в работу в 2005 году, срок эксплуатации составляет 16 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту технического обследования ВЛ 110 кВ от 25 июня 2019 г. необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена провода протяженностью 6,2 км;
- замена загрязненной изоляции (1710 шт.);
- порядка 21 опоры требуют замены;
- требуется ремонт грозотроса в пролетах оп. № 1-6, 34-39;
- требуется монтаж грозотроса в пролете оп. № 6-34.

В связи с переводом ПС 35 кВ Гуниб на напряжение 110 кВ в 2006 году после усиления изоляции, без замены провода, линия 35 кВ переведена на напряжение 110 кВ. Габариты опор 35 кВ не соответствуют требованиям ПУЭ по РКУ, по межфазным расстояниям на существующих опорах 35 кВ. На данной ВЛ 110 кВ, проходящей в зоне грозовой активности, из-за отсутствия тросостоек на опорах 35 кВ не установлен грозотрос, кроме подходов к ПС в 9-х пролетах. Необходимо выполнить реконструкцию линии 110 кВ с переводом опор в габариты 110 кВ, то есть заменой по всей линии опор 35 кВ на опоры 110 кВ с тросостойками, заменой изношенного провода АС-70, установкой грозотроса по всей линии.

Срок выполнения работ по данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» – 2026 год.

### **ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)**

ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) введена в работу в 1977 году, срок эксплуатации составляет 44 года (нормативный срок эксплуатации – 35 лет). Данная ВЛ осуществляет электроснабжение трех административных районов Республики Дагестан (Хунзахского, Ботлихского, Гумбетовского) и резервное электроснабжение двух административных районов (Гляртинского, Шамильского).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 03 июня 2019 г. необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- вынос из ущелья к автодороге участка ЛЭП в пролете опор № 73–82, 24–50 с заменой опор и провода;
- установка дополнительных опор в пролете опор № 138–139, 129–130 для создания габарита;
- замена загрязненной изоляции.

Участок ВЛ протяженностью 2,5 км между опорами № 73-82 проходит в узком ущелье с подъемом на высокогорный перевал Хариб и в осенне-зимний период

систематически подвержен снежно-лавинным заносам, камнепаду, достигающим токоведущих частей ВЛ. Из-за отсутствия подъездов недоступен в осенне-зимний период для технического обслуживания и проведения аварийно-восстановительных работ.

Участок ВЛ между опорами № 24-55 проходит в глубоком, непроходимом ущелье через горный лес Казбековского лесничества с ценными породами деревьев высотой 25-30 метров и недоступен для технического обслуживания, расчистки трассы и проведения аварийно-восстановительных работ.

В соответствии с Протоколом заседания технического совета от 07 июня 2019 года для обеспечения надежной работы ВЛ 110 кВ Дылым-Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) требуется реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- вынести участок линии (оп. №№73-82) из ущелья к автодороге Дылым-Тлох со строительством нового участка протяженностью 2,5 км;
- вынести участок линии (оп. №№24-50) протяженностью 5,2 км из недоступной местности к автодороге Дылым-Тлох;
- оборудовать линию сигнализаторами теле-дистанционного контроля отложения гололёда и устройством контроля гололёда (СТГН): на гололедном участке опор №№ 99-130 с установкой датчиков СТГН на опоре №125 и на участке опор №№130-155 с установкой датчиков СТГН на опоре №140.

В соответствии с утверждённой инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы суммарная протяжённость участков линии, сооружаемых в рамках мероприятий по выносу, составляет 7,5 км. Срок реализации мероприятий – 2027 год.

#### **ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171)**

ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) введена в работу в 1962 году, срок эксплуатации составляет 59 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов средств (дефектная ведомость) от 20 августа 2019 года №14) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена провода АС-150 в пролетах опор № 1-46;
- замена дефектных изоляторов.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 03 августа 2019 года №14, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2025 гг.

#### **ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-103)**

ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-103) введена в работу в 1962 году, срок эксплуатации составляет 59 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 18 мая 2019 года №4 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена дефектных изоляторов;
- замена грозозащитного троса;

– замена провода АС-150, АЖ-120 в пролете опор № 1-91 протяженностью 11,8 км и отп. НС-1 пр. оп. №1-26 протяженностью 4,3 км.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 18 мая 2019 года №4, срок устранения дефектов и повреждений – 2020-2025 гг.

#### **ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-112)**

ВЛ 110 кВ Восточная - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-112) введена в работу в 1967 году, срок эксплуатации составляет 54 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 21 мая 2019 года №5 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена дефектных изоляторов;
- замена поврежденных опор;
- замена провода М-70 в пролетах опор № 47-51, 52-88 протяженностью 5,9 км;
- замена провода АС-150 в пролетах опор № 31-47, 51-52 протяженностью 2,5 км;
- замена грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 21 мая 2019 года №5, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2025 гг.

#### **Реконструкция ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129)**

ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) введена в работу в 1961 году, срок эксплуатации составляет 60 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июля 2019 года №10 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена дефектных изоляторов;
- замена поврежденных опор;
- замена провода АС-150 в пролетах опор № 1-120 протяженностью 20 км;
- замена грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июля 2019 года №10, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2025 гг.

#### **ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191)**

ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) введена в работу в 1968 году, срок эксплуатации составляет 53 года (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) (распоряжение от 25 июня 2019 года №30) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена дефектных изоляторов;
- замена поврежденных опор;
- замена проводов АС-50 и АС-70 протяженностью 47 км;

- монтаж грозозащитного троса.

Реализация мероприятий по реконструкции линии предусмотрена утверждённой инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы со сроком в 2026 году.

#### **ВЛ 110 кВ Артезиан-2 - Джильгита (Л-181)**

ВЛ 110 кВ Артезиан-2 - Джильгита (Л-181) введена в работу в 1980 году, срок эксплуатации составляет 41 год (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июня 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 года №28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор (11 шт.);
- замена провода АЖ-120 в пролетах опор № 6-133 протяженностью 30,5 км;
- замена изоляторов на опорах № 6-133.

Рекомендуемый срок реализации мероприятий по реконструкции линии – 2022 г.

#### **ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)**

ВЛ 110 кВ Кочубей - Артезиан-2 (ВЛ-110-141) введена в работу в 1976 году, срок эксплуатации составляет 45 год (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 21 июня 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор (10 шт.);
- замена провода АЖ-120 в пролетах опор № 103–129 и провода АС-120 в пролетах опор № 129–170 6–133 протяженностью 30,5 км;
- замена изоляторов;
- монтаж грозозащитного троса.

Рекомендуемый срок реализации мероприятий по реконструкции линии – 2022 г.

#### **Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Гидатль (Л-195 «А»)**

Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Гидатль (Л-195 «А») введена в работу в 2006 году, срок эксплуатации составляет 15 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 17 мая 2019 года (указание ПУ ГЭС от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена провода в пролетах опор № 1–19 протяженностью 3,1 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 17 мая 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2023 гг.

#### **ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105)**

ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-105) введена в работу в 1958 году, срок эксплуатации составляет 63 года (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 08 августа 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода в пролетах опор № 1–392 протяженностью 74,7 км;
- монтаж грозозащитного троса.

#### **ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильское с отпайкой на ПС Заиб (ВЛ-110-190)**

ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильское с отпайкой на ПС Заиб (ВЛ-110-190) введена в работу в 2004 году, срок эксплуатации составляет 17 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 9 августа 2019 года (указание ПУ ГЭС от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода в пролетах опор № 1–103 протяженностью 21,5 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В связи с переводом ПС 35 кВ Шамильское на напряжение 110 кВ, рассматриваемая ВЛ, построенная в 1969 году на опорах в габаритах 35 кВ, после усиления изоляции, без замены провода, удлинения траверс на опорах, переведена в 2004 г. на напряжение 110 кВ. В осенне-зимний период линия часто аварийно отключается, провод АС-70 на линии изношен из-за имевших место перегрузов, повреждений при проведении буровзрывных работ по трассе на участках сближения с автодорогой Хунзах-Шамильская, габариты опор 35 кВ не соответствуют требованиям ПУЭ по, по межфазным расстояниям на существующих опорах 35 кВ. На линии, проходящей в зоне грозовой активности, из-за отсутствия тросостоек на опорах 35 кВ не установлен. Линия на отдельных участках от опоры № 43 до опоры № 46 недоступна для технического обслуживания из-за отсутствия подъездов.

В соответствии с Протоколом заседания технического совета от 15 августа 2019 года для обеспечения надежной работы ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильское с отпайкой на ПС Заиб (ВЛ-110-190) требуется реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена по всей линии опор 35 кВ на опоры 110 кВ с тросостойками, с заменой изношенного провода АС-70 по всей линии, установкой грозотроса по всей линии и выносом недоступных участков линии 0,8 км к автодороге Шамильская-Анцух.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 9 августа 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2023 гг.

#### **ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух с отпайкой на ПС Гидатль (ВЛ-110-195)**

ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух с отпайкой на ПС Гидатль (ВЛ-110-195) введена в работу в 2006 году, срок эксплуатации составляет 15 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 25 апреля 2019 года (указание ПУ ГЭС от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода в пролетах опор № 1–167 протяженностью 38,4 км;
- монтаж грозозащитного троса.

Линия обеспечивает электроснабжение потребителей Шамильского Тляртинского, Бежтинского муниципального участка Цунтинского района. В связи с переводом ПС 35 Анцух на напряжение 110 кВ, рассматриваемая ВЛ, построенная в 1970 году в габаритах 35 кВ, после усиления изоляции, без замены провода, удлинения траверс на опорах, переведена на напряжение 110 кВ. В осенне-зимний период часто аварийно отключается, провод АС-70 эксплуатируемый на линии более 50 лет физически изношен, из-за имевших место значительных электрических и ветровых нагрузок, повреждений при проведении буро-взрывных работ по трассе на участках сближения с автодорогой Шамильская-Анцух, габариты опор 35 кВ не соответствуют требованиям ПУЭ по РКУ, по межфазным расстояниям на существующих опорах 35кВ. На линии, проходящей в зоне грозовой активности, из-за отсутствия тросостоек, на опорах 35 кВ не установлен грозотрос. Линия с оп. № 44 до оп. № 164 протяженностью 14 км недоступна в паводковый период для технического обслуживания из-за отсутствия подъездов к правому берегу горной, многоводной реки Аварское Койсу.

В соответствии с Протоколом заседания технического совета от 07 июня 2019 года для обеспечения надежной работы ВЛ 110 кВ Шамильское – Анцух с отпайкой на ПС Гидатль (ВЛ-110-195) требуется реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- реконструкция линии с переводом опор в габариты 110 кВ, т.е. заменой по всей линии опор 35 кВ на опоры 110 кВ с тросостойками, заменой провода по всей линии, установке грозотроса по всей линии и выносом недоступных участков ВЛ к автодороге Шамильская-Анцух.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 25 апреля 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2020–2023 гг.

### **ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130)**

ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130) введена в работу в 1977 году, срок эксплуатации составляет 44 года (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 13 августа 2019 года № 13 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода АС-150 в пролетах опор № 1–61 протяженностью 8,6 км;
- монтаж грозозащитного троса.

Срок реализации мероприятий по реконструкции линии по данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» - 2026 год.

### **ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)**

ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88) введена в работу в 1995 году, срок эксплуатации составляет 26 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июля 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода АС-120 в пролетах опор № 185–303 протяженностью 24 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июля 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2022 г.

### **ВЛ 110 кВ Кочубей – Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка (ВЛ-110-131)**

ВЛ 110 кВ Кочубей – Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка (ВЛ-110-131) введена в работу в 1977 году, срок эксплуатации составляет 44 года (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 16 августа 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода АС-120 в пролетах опор № 1-53 протяженностью 8 км.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 16 августа 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2020 г.

### **ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121)**

ВЛ 110 кВ Магарамкент - Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) введена в работу в 1973 году, срок эксплуатации составляет 48 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июня 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода в пролетах опор № 147–167 протяженностью 3,8 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 12 июня 2019 года, срок устранения дефектов и повреждений – 2020 г.

Участок ВЛ протяженностью 2,6 км между опорами № 148–161, проходящий по территории Республики Азербайджан примыкает к пойме реки Самур и подвержен паводковым рискам подмыва фундаментов опор в весеннее-осенний период и проходит по недоступной местности.

Действующий порядок пересечения государственной границы, имеющий пограничный контроль не позволяет оперативно осуществлять переброс персонала, специальной техники, материалов на сопредельную территорию, для устранения аварийных дефектов на ЛЭП.

В соответствии с Протоколом заседания технического совета от 17 июня 2019 года для обеспечения надежной работы ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усучай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) требуется реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- вынос из поймы реки Самур на левый берег участок (оп. №№148-167) ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усучай (ВЛ -110-121) со строительством на ж/б опорах по обходной трассе 3,8 км нового участка линии.

Пунктом 367 акта-предписания РУТН Северного Кавказа от 26.05.2017 № АЛ-СК-090/17-КП предусматривается вынос участка данной ЛЭП с территории сопредельного государства. В соответствии Протоколом заседания технического совета от 17 июня 2019 года срок реконструкции ЛЭП – 2020–2025 гг.

### **ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)**

ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) введена в работу в 1983 году, срок эксплуатации составляет 38 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 25 апреля 2019 года (распоряжение от 26 апреля 2017 г. № 28) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- вынос участка ЛЭП в пролетах опор № 55–64 из поймы реки со строительством участка протяженностью 1,5 км с заменой провода;
- замена изоляторов;
- монтаж грозозащитного троса.

Участок трассы линии протяженностью 1,5 км между в пролете опор № 55–64 проходит параллельно руслу реки Самур с примыканием к ее правому пологому берегу. Из-за высоких паводков систематически подмывается правый пологий берег у пикетов промежуточных ж/б опор № 55–64. В 2006 и 2017 годах в период паводков из-за размыва по ширине более 20 м берега и угрозы падения опор выполнен вынос на 20 м переходной анкерной металлической опоры № 64 с пролетом более 600 м. Также, восстановлены с выносом разрушенные ж/б опоры № 61, 62, 65. Однако, размыв правого берега на данной участке трассы линии продолжается. Для надежной работы линии, резервирующей в т.ч. питание шести подстанций 110 кВ (Касумкент, Советская, Морская, Капир, Курах, Ахты), необходимо вынести участок трассы линии из поймы реки Самур со строительством на ж/б опорах 2,5 км линии по новой, обходной трассе.

В соответствии с Протоколом заседания технического совета от 14 мая 2019 года для обеспечения надежной работы ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) требуется реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- вынос участка линии (оп. № 55–64) из поймы реки Самур со строительством на ж/б опорах по обходной трассе 2,5 км нового участка.

Срок реализации мероприятий по реконструкции линии по данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» - 2026 год.

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

ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109) введена в работу в 1964 году, срок эксплуатации составляет 57 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 30 июля 2019 года (указание ПУ СЭС от 15 марта 2019 г. № 17) необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена провода АС-120 в пролетах опор № 24–137, 158-164 протяженностью 16,5 км;
- замена изоляторов.

Срок реализации мероприятий по реконструкции линии по данным филиала ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Дагэнерго» - 2026 год.

### **ПС 110 кВ Чиркей ГПП**

Оборудование, здания и сооружения, расположенные на территории ПС 110/35/6 кВ Чиркей ГПП, морально устарели и физически изношены, что подтверждено Актом технического освидетельствования энергообъекта от 30 августа 2018 года. На ПС 110/35/6 кВ Чиркей ГПП установлены трансформаторы Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА и 16 МВА, срок эксплуатации которых составляет 55 лет (1966 год выпуска).

Перечень мероприятий по устранению замечаний технического освидетельствования по ПС 110/35/6 кВ Чиркей ГПП:

- замена Т-1 мощностью 10 МВА на новый мощностью 10 МВА;
- замена В-110-Т-1, В-110-Т-2, В-138, СВ-110, В-117, В-170;
- замена ячеек КРУ-6 и выключателей 6 кВ;
- замена выключателей 35 кВ;
- замена разъединителей 35 кВ, 110 кВ;
- замена ТСН-1, 2;
- замена РВС-110;
- замена НКФ-110;
- замена плит перекрытия.

В соответствии с Актом технического освидетельствования энергообъекта от 30 августа 2018 года, срок устранения замечаний технического освидетельствования по ПС 110/35/6 кВ Чиркей ГПП – 2023 г.

### **ПС 110 кВ Куруш**

Оборудование, здания и сооружения, расположенные на территории ПС 110/10 кВ Куруш, морально устарели и физически изношены, что подтверждено Актом технического освидетельствования энергообъекта от 27 июля 2018 года. На ПС 110/10 кВ Куруш установлены трансформаторы Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 МВА и 6,3 МВА, срок эксплуатации которых составляет 59 лет (1962 год выпуска).

Перечень мероприятий по устранению замечаний технического освидетельствования по ПС 110/10 кВ Куруш:

- замена Т-1 мощностью 5,6 МВА на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА;
- замена ОД-КЗ Т-1, Т-2;
- замена ячеек КРУН-10 и выключателей 10 кВ;
- замена ТФНД-110;

- замена СОНК-110;
- ремонт железобетонных конструкций под оборудование.

В соответствии с Актом технического освидетельствования энергообъекта от 27 июля 2018 года, срок устранения замечаний технического освидетельствования по ПС 110/10 кВ Куруш – 2022 г.

### **ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191), ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167), ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 - Гергебиль**

В рамках реализации мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ ДЗО ПАО «Россети» в условиях гололедообразования на период 2019–2022 гг., утвержденными заместителем Генерального директора – Главным инженером ПАО «Россети» А.В. Майоровым 18 ноября 2019 года предусматривается выполнение следующих работ:

- реализация проектных решений по реконструкции ЛЭП и созданию схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир (ВЛ-110-191) со сроком реализации в 2025 году;
- реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) со сроком реализации в 2023 году;
- реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) со сроком реализации в 2023 году.

### **ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155)**

ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) введена в работу в 1966 году, срок эксплуатации составляет 55 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно Акту № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12 декабря 2018 г. года необходима, реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена провода протяженностью 6,7 км;
- замена изоляторов.

Реализация мероприятий по реконструкции линии предусмотрена утверждённой инвестиционной программой ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы в 2024 году.

### **ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками**

ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками введена в работу в 1974 году, срок эксплуатации составляет 47 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 08 июня 2019 года № 7 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена проводов АС-120 и АС-150 в пролетах опор № 1–33 протяженностью 6,8 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 08 июня 2019 года № 7, срок устранения дефектов и повреждений – 2025 г.

### **ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками**

ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками введена в работу в 1966 году, срок эксплуатации составляет 55 лет (нормативный срок эксплуатации – 35 лет).

Согласно акту о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 23 июля 2019 года № 11 необходима реконструкция ВЛ с выполнением следующих работ:

- замена поврежденных опор;
- замена изоляторов;
- замена провода М-70 в пролетах опор № 1–22 протяженностью 2,5 км;
- монтаж грозозащитного троса.

В соответствии с актом о выявленных дефектах объектов основных средств (дефектная ведомость) от 23 июля 2019 года № 11, срок устранения дефектов и повреждений – 2025 г.

Мероприятия по переустройству электросетевых объектов 110 кВ и выше, обусловленных техническим состоянием основного оборудования, и требующие его замены, приведены в таблице 7.9.1.

*Таблица 7.9.1 - Мероприятия 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)	7,5	-	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 Новая – Восточная (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 - Джильгита (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

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА		
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 –Усучай 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	-	-	2025	Перечень мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 110 кВ и выше ДЗО ПАО «Россети» в условиях

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА		
	гололеда на ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС 110 кВ Капир (ВЛ-110-191)				гололедообразования 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 Буйнакс-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	-	-	2023	
27	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

## **8 Предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики по причине отсутствия обоснований их реализации**

Мероприятия, реализуемые в рамках выполнения утвержденных инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети Северный Кавказ», которые целесообразно исключить из инвестиционных программ, ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации, не выявлены.

## 9 Технико-экономические показатели развития электрических сетей 110 кВ и выше Республики Дагестан по базовому варианту

### 9.1 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 годы<sup>11</sup>.
2. Инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022-2026 годы<sup>12</sup>.
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 9.1.1. Итоговый индекс определяется перемножением индексов за соответствующие года.

Таблица 9.1.1 – 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

<sup>11</sup> 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@.

<sup>12</sup> 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 базовому варианту развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Республики Дагестан приведен в таблице 9.1.2.

Таблица 9.1.2 – Перечень рекомендуемых мероприятий по базовому 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 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 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≥607А при температуре -14°C.	110	1x1x20,3	АС-185	-	-	2025	26,00	0,00	0,00	0,00	29,90	0,00	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≥445А при температуре -14°C	110	1x1x21,5	АС-120	-	-	2025	19,95	0,00	0,00	0,00	22,94	0,00	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	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	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	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 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	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	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	Исключение превышения ДДТН(АДТН) ВЛ 110 кВ Артём – Шамхал при нормативных возмущениях
Реконструкция ошиновки 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 <sup>13</sup>	-	-	2024	5,85	0,00	0,00	6,42	0,00	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 <sup>14</sup>	2022	359,22	359,22	0,00	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 <sup>13</sup>	-	110-13Н/1	2022	82,19	82,19	0,00	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 <sup>13</sup>	-	110-13Н/1	2022	168,49	168,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	

<sup>13</sup> Для расчета стоимости мероприятия марка провода принята условно в соответствии с токовой нагрузкой элементов и подлежит уточнению в рамках дальнейшего проектирования по титулу.

<sup>14</sup> 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			
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 <sup>14</sup>	2022	422,28	422,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	Обеспечение технологического присоединения ЭПУ промышленного парка «Аврора»
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	2x1x3,5	АС-120 <sup>13</sup>	-	-	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	-	-	2x25	110-5АН/3 <sup>14</sup>	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	2x1x16	АС-120 <sup>13</sup>	-	-	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	-	-	2x40	110-4Н/2 <sup>14</sup>	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	1x1x3,8 1x1x4	АС-120 <sup>13</sup>	-	-	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	-	-	2x10	110-4Н/2 <sup>14</sup>	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	2x1x2,5	АС-240 <sup>13</sup>	-	-	2023	81,99	0,00	86,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (Л-128). Замена провода марки АС-120 на провод марки АС-150 (на участке от опоры №82 до ПС 110 кВ Ярыксу, протяженность 14,07 км)	110	1x1x14,07	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 Чирюртских ГЭС-ЗФС (ВЛ-110-Х1)	110	1x1x0,5	АС-70 <sup>13</sup>	-	-	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	-	-	1x25	-	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

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 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
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 кВ Т-1, Т-2. Замена провода шин 1СШ-110 кВ и 2СШ-110 кВ сечением АС-120 на провод с Iдоп≥516 А 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

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 Кайтаг с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	110/35/10	-	-	1x16	-	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	-	-	2x10	-	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	-	-	2x16	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
Реконструкция ПС 110 кВ Магарамкент с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 5,6 МВА и Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2х10 МВА	110/10	-	-	2x10	-	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 Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 мощностью 6,3 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА	110/35/10	-	-	2x25	-	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 2х16 МВА. Замена отделителей и короткозамыкателей 110 Т-1, Т-2	110/6	-	-	2x16	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
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	-	-	1x4	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	-	-	1x6,3	-	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	-	-	2x16	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	-	-	2x40	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	-	-	2x25	-	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	-	-	2x16	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

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 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.	110/35/10	-	-	2х16	110-9/2	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 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 Кизилюртовская 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 <sup>15</sup> /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 Буйнакс-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 40 МВА	110/6	-	-	1х40	-	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 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

<sup>15</sup> 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 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
Реконструкция ПС 110 кВ Сергокала с заменой трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА	110/35/10	-	-	1х10	-	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 2х40 МВА.	110/10/6	-	-	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 Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА	110/6	-	-	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 Миарсо с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 2х25 МВА	110/10	-	-	2х25	-	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	-	-	1х25	-	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 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 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на новые трансформаторы мощностью 2х25 МВА	110/6	-	-	2х25	-	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	-	-	1х40	-	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	-	-	1х6,3	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	-	-	1х10	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

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 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	110/35/10	-	-	2x25	-	2022	169,80	169,80	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 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
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) <sup>16</sup>	110	-	-	-	-	2025	141,12	0,00	0,00	0,00	162,28	0,00	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) <sup>17</sup>	110	-	-	-	-	2023	33,30	0,00	34,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	
Реконструкция схемы плавки гололеда на ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) <sup>18</sup>	110	-	-	-	-	2023	43,04	0,00	45,15	0,00	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	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, сцепной арматуры, изоляторов	110	1x1x7,5	АС-150	-	-	2027	111,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	140,04	0,00	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	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	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	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	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	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	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	Акт о выявленных дефектах от 21.06.2019, акт технического освидетельствования №11/141 от 20.08.2020

<sup>16</sup> 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

<sup>17</sup> 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

<sup>18</sup> 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 Буйнакск-1 - Гергебиль, ВЛ 35 кВ № 9 Буйнакск-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 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	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	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	Акт технического обследования от 08.08.2019	
ВЛ 110 кВ Хунзах - Шамильское с отпайкой на ПС Зайб (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	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	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	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	0,00	ПАО «Россети Северный Кавказ»	Акт технического обследования от 12.07.2019	
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 - Усухчай 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	
Итого по базовому варианту:							14599,72	12065,79	1390,40	109,76	558,62	616,03	140,04			-	
в т.ч.:																	-
ПАО «Россети Северный Кавказ»							13163,12	11088,20	915,03	103,34	558,62	616,03	140,04				-
ПАО «ФСК ЕЭС»							336,16	330,32	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				-

## 9.2 Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением ниже 110 кВ

В таблице 9.2.1 представлены сводные данные по развитию центров питания классом напряжения 35 кВ и ниже энергосистемы Республики Дагестан.

*Таблица 9.2.1 – Развитие центров питания 35 кВ и ниже на территории энергосистемы Республики Дагестан, МВА*

Класс напряжения	Год реализации					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
35	56,3	9,4	8	38,5	43,7	-
10	8,35	-	-	-	-	-
6	0,32	-	-	-	-	-
0,4	-	-	-	-	-	-

В таблице 9.2.2 представлены сводные данные по развитию ЛЭП классом напряжения 35 кВ и ниже энергосистемы Республики Дагестан.

*Таблица 9.2.2 – Развитие ЛЭП 35 кВ и ниже на территории энергосистемы Республики Дагестан, км*

Класс напряжения	Год реализации					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
35	4,77	-	3,5	12	33	-
10	145,51	9,15	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-
0,4	1,32	-	-	-	-	-

## 9.3 Оценка тарифных последствий реализации мероприятий по базовому 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 РФ.

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 базового 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»<sup>19</sup>.

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)<sup>20</sup>, Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз)<sup>21</sup>, Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (базовый прогноз)<sup>22</sup>.

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»<sup>23</sup> 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 группы<sup>24</sup>, для ВЛ и основного электрооборудования подстанций – 15 лет. В расчете принят линейный метод начисления амортизации.

Ставки налогов приняты в соответствии с требованиями Налогового кодекса РФ (часть вторая)<sup>25</sup> (далее – НК РФ):

- налог на прибыль – 20 % (глава 25 НК РФ).
- налог на имущество – 2,2 % (глава 30 НК РФ).

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 27.12.2021 № 137.

<sup>19</sup> Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э (в ред. от 25.12.2020)

<sup>20</sup> Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020

<sup>21</sup> Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019

<sup>22</sup> Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.11.2018

<sup>23</sup> Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (с изм. от 14.09.2020)

<sup>24</sup> Утверждены постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (в ред. постановления Правительства РФ от 27.12.2019 № 1924)

<sup>25</sup> Введен Федеральным законом №117-ФЗ от 05.08.2000 (в ред. от 09.03.2022)

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 год<sup>26</sup>;
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».

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 9.3.1.

---

<sup>26</sup> Согласно постановлению РСТ от 27.12.2021 № 137, протоколу РСТ от 27.12.2021 № 41

Таблица 9.3.1 – Результаты оценки тарифных последствий

Показатель	Ед. изм.	Базовый год					
		2022	2023	2024	Годы прогноза		
		2025	2026	2027			
Капитальные затраты	тыс. руб.	0,00	762 526,78	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	762 526,78	848 639,45	1 314 156,68	1 827 512,74
Ввод основных средств	тыс. руб.	0,00	762 526,78	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	50 835,12	56 575,96	87 610,45	121 834,18
Накопленная амортизация	тыс. руб.	0,00	0,00	50 835,12	107 411,08	195 021,53	316 855,71
Остаточная стоимость основных производственных средств на конец периода	тыс. руб.	0,00	762 526,78	797 804,33	1 206 745,60	1 632 491,21	1 627 358,97
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	75 605,62	81 564,93	112 510,11	146 950,79
Необходимое изменение чистой прибыли	тыс. руб.		762 526,78	35 277,55	408 941,26	425 745,62	-5 132,25
Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20	20	20
Изменение налога на прибыль	тыс. руб.		190 631,70	8 819,39	102 235,32	106 436,40	-1 283,06
Ставка налога на имущество	%	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Изменение налога на имущество	тыс. руб.		8 387,79	17 163,64	22 050,05	31 231,60	35 858,35
Изменение НВВ на содержание электрических сетей ТСО Республики Дагестан	тыс. руб.		992 861,49	187 701,32	671 367,52	763 534,19	298 228,02
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	6 259 311,08	5 493 897,92	5 934 382,08	6 012 115,72	5 546 809,55
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	1,18	1,02	1,09	1,09	1,00
Изменение среднего котлового тарифа на услуги по передаче э/э на территории Республики Дагестан	%	0%	19%	4%	13%	15%	6%

## Приложения

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

#### Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан

Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класснапряжения	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 (Клоп) 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 нагрузка ЦП с учётом перевода мощности, МВА		Уровень перспективной нагрузки тр-ров в режиме N-1 для двухтрансформ. ПС и в норм. реж. для одното трансформ. ПС, с учётом перевода мощности, %			
		Сном, МВА	Уном, кВ					Шп, МВА	зима				лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима		лето	ΔСТП, МВА	зима	лето	зима	лето
ПС 110 кВ Акуша	T-1	10	110/35/10	1975	ТДТН	Д	26	16,65	9,74	16.12.2020	21.06.2017	111%	100%	6,2	20,8	0,00	0,00	16,65	9,74	0,05	16,69	9,79	167%	98%			
	T-2	16	110/35/10	2016	ТДТН	Д						125%	120%	6,2	20,8								104%	61%			
ПС 110 кВ Анцух	T-1	10	110/35/10	2006	ТДТН	Д	20	30,07	9,94	18.12.2019	20.06.2018	125%	120%	4,4	20,3	0,00	0,00	30,07	9,94	0,01	30,08	9,95	301%	99%			
	T-2	10	110/35/10	2004	ТДТН	Д						125%	120%	4,4	20,3								301%	99%			
ПС 110 кВ Аргвани	T-1	6,3	110/10	2007	ТМН	М	6,3	2,20	0,57	16.12.2020	20.06.2018	125%	120%	6,2	20,3	0,00	0,00	2,20	0,57	0,02	2,22	0,59	35%	9%			
	T-2	10	110/35/10	1995	ТДТН	Д						111%	100%	6,2	20,3								243%	93%			
ПС 110 кВ Ботлих	T-1	16	110/35/10	2004	ТДТН	Д	26	24,26	9,28	16.12.2020	20.06.2018	125%	120%	6,2	20,3	0,00	0,00	24,26	9,28	0,05	24,31	9,33	152%	58%			
	T-2	25	110/35/10	2014	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,3								101%	52%			
ПС 110 кВ Гергебиль	T-1	25	110/35/10	2014	ТДТН	Д	50	25,27	12,97	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	25,27	12,97	0,03	25,29	13,00	101%	52%			
	T-2	6,3	110/10	2004	ТМН	М						125%	120%	9,1	20,3								73%	25%			
ПС 110 кВ Гидатль	T-1	2,5	110/6	2007	ТМН	М	6,5	0,66	0,44	18.12.2019	16.06.2021	105%	105%	4,4	22,3	0,00	0,00	0,66	0,44	0,00	0,66	0,44	26%	18%			
	T-2	4	35/6	2008	ТМ	М						105%	105%	4,4	22,3								17%	11%			
ПС 110 кВ Гоцатлинская	T-1	10	110/10	2011	ТДН	Д	20	9,37	2,03	16.12.2020	20.06.2018	125%	120%	6,2	20,3	0,00	0,00	9,37	2,03	0,00	9,37	2,03	94%	20%			
	T-2	10	110/10	2011	ТДН	Д						125%	120%	6,2	20,3								94%	20%			
ПС 110 кВ Гуниб	T-1	10	110/35/10	2004	ТДТН	Д	20	22,49	8,50	16.12.2020	20.06.2018	125%	120%	6,2	20,3	0,00	0,00	22,49	8,50	0,15	22,64	8,65	226%	87%			
	T-2	10	110/35/10	2004	ТДТН	Д						125%	120%	6,2	20,3								226%	87%			
ПС 110 кВ Заиб	T-1	6,3	110/10	2005	ТМН	М	6,3	5,48	1,97	16.12.2020	21.06.2017	125%	120%	6,2	20,8	0,00	0,00	5,48	1,97	0,00	5,48	1,97	87%	31%			
	T-2	16	110/35/6	1984	ТДТН	Д						108%	100%	9,1	20,8								224%	96%			
ПС 110 кВ Ирганай ГПП	T-1	16	110/35/6	1984	ТДТН	Д	32	35,78	15,32	15.12.2021	21.06.2017	108%	100%	9,1	20,8	0,00	0,00	35,78	15,32	0,02	35,80	15,34	224%	96%			
	T-2	16	110/35/6	1984	ТДТН	Д						108%	100%	9,1	20,8								224%	96%			
ПС 110 кВ Карадах	T-1	10	110/10	2012	ТДН	Д	10	7,19	2,39	16.12.2020	21.06.2017	125%	120%	6,2	20,8	0,00	0,00	7,19	2,39	0,00	7,19	2,39	72%	24%			
	T-2	2,5	110/6	1981	ТМН	М						105%	105%	6,2	22,3								0%	0%			
ПС 110 кВ Карадах (РУ 6 кВ)	T-1	10	110/10	2005	ТДН	Д	20	21,80	17,44	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	21,80	17,44	0,03	21,83	17,47	218%	175%			
	T-2	10	110/10	2009	ТДН	Д						125%	119%	9,1	22,3								218%	175%			
ПС 110 кВ Леваша	T-1	6,3	110/10	2006	ТМТ	М	6,3	4,55	2,47	15.12.2021	21.06.2017	125%	120%	9,1	20,8	0,00	0,00	4,55	2,47	0,00	4,55	2,47	72%	39%			
	T-2	10	110/35/10	2014	ТДТН	Д						125%	119%	6,2	22,3								165%	46%			
ПС 110 кВ Тлох	T-1	10	110/35/10	2014	ТДТН	Д	20	16,55	4,63	16.12.2020	16.06.2021	125%	119%	6,2	22,3	0,00	0,00	16,55	4,63	0,00	16,55	4,63	165%	46%			
	T-2	10	110/35/10	2014	ТДТН	Д						125%	119%	6,2	22,3								165%	46%			
ПС 110 кВ Хунзах	T-1	16	110/10	2014	ТДН	Д	32	17,89	11,18	20.12.2017	21.06.2017	125%	120%	6,6	20,8	0,00	0,00	17,89	11,18	0,09	17,97	11,27	112%	70%			
	T-2	16	110/10	2014	ТДН	Д						125%	120%	6,6	20,8								112%	70%			
ПС 110 кВ Цудухар	T-1	10	110/35/10	1986	ТДТН	Д	20	18,78	9,45	15.12.2021	20.06.2018	108%	100%	9,1	20,3	0,00	0,00	18,78	9,45	0,07	18,86	9,52	189%	95%			
	T-2	10	110/35/10	2006	ТДТН	Д						125%	120%	9,1	20,3								189%	95%			
ПС 110 кВ Шамилское	T-1	6,3	110/10	2006	ТМТН	М	12,6	9,67	3,44	16.12.2020	20.06.2018	125%	120%	6,2	20,3	0,00	0,00	9,67	3,44	0,00	9,67	3,44	153%	55%			
	T-2	6,3	110/10	2007	ТМТН	М						125%	120%	6,2	20,3								153%	55%			
ПС 110 кВ Араблинка	T-1	2,5	110/10	1983	ТМН	М	5	2,86	2,47	16.12.2020	16.06.2021	105%	105%	6,2	22,3	0,00	0,00	2,86	2,47	0,10	2,96	2,57	118%	103%			
	T-2	2,5	110/10	1985	ТМН	М						105%	105%	6,2	22,3								118%	103%			
ПС 110 кВ Ахты	T-1	10	110/35/10	1986	ТДТН	Д	20	18,32	7,92	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	18,32	7,92	0,00	18,32	7,92	183%	79%			
	T-2	10	110/35/10	1998	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,7								183%	79%			
ПС 110 кВ Геджух	T-1	10	110/10	1982	ТДН	Д	12,5	1,54	2,01	20.12.2017	19.06.2019	110%	97%	6,6	23,6	0,00	0,00	1,54	2,01	1,12	2,65	3,13	27%	31%			
	T-2	2,5	110/10	1982	ТМН	М						105%	105%	6,6	23,6								106%	125%			
ПС 110 кВ Дербент-Западная	T-1	6,3	110/6	1983	ТМН	М	11,9	10,76	8,70	19.12.2018	19.06.2019	113%	97%	3,2	23,6	0,00	0,00	10,76	8,70	0,18	10,93	8,87	174%	141%			
	T-2	5,6	110/6	2003	ТМТГ	М						125%	118%	3,2	23,6								195%	158%			
ПС 110 кВ Агабалаева	T-1	22	110/6	1972	ТДНТ	Д	32	17,71	14,47	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	17,71	14,47	0,00	17,71	14,47	81%	66%			
	T-2	10	110/35/6	1970	ТДТН	Д						108%	98%	9,1	22,3								177%	145%			
ПС 110 кВ Заречная	T-1	2,5	110/10	1981	ТМН	М	2,5	0,37	0,29	15.12.2021	17.06.2020	105%	105%	9,1	22,7	0,00	0,00	0,37	0,29	0,00	0,37	0,29	15%	12%			
	T-2	16	110/35/10	1986	ТДТН	Д						108%	97%	9,1	23,6								87%	67%			
ПС 110 кВ Кайтаг	T-1	6,3	110/35/10	1972	ТМТ	М	22,3	13,85	10,71	15.12.2021	19.06.2019	108%	97%	9,1	23,6	0,00	0,00	13,85	10,71	0,03	13,87	10,74	220%	170%			
	T-2	2,5	110/10	1995	ТМН	М						105%	105%	9,1	22,7								44%	31%			
ПС 110 кВ Капир	T-1	6,3	110/35/10	1981	ТМТН	М	12,6	9,65	8,21	18.12.2019	16.06.2021	112%	98%	4,4	22,3	0,00	0,00	9,65	8,21	0,10	9,75	8,31	155%	132%			
	T-2	6,3	110/35/10	1966	ТМТ	М						112%	98%	4,4	22,3								155%	132%			
ПС 110 кВ Каякент	T-1	10	110/10	1982	ТДН	Д	16,3	15,15	8,40	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	15,15	8,40	0,56	15,72	8,96	157%	90%			
	T-2	6,3	110/10	1985	ТМН	М						108%	98%	9,1	22,7								249%	142%			
ПС 110 кВ Курах	T-1	6,3	110/35/10	1995	ТМТН	М	16,3	6,46	3,26	19.12.2018	20.06.2018	113%	100%	3,2	20,3	0,00	0,00	6,46	3,26	0,02	6,49	3,28	103%	52%			
	T-2	10	110/35/10	2003	ТДТН	Д						125%	120%	3,2	20,3								65%	33%			

Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класснапряжения	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 (Клоп) Т		Температура воздуха в день контрольного замера, °С		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП (ΔS <sub>срм</sub> ), МВА		Загрузка ЦП с учётом перераспределённой мощности, МВА		Присоединяемая мощность по договорам и Актам на ТП		Перспективная нагрузка ЦП с учётом перевода мощности, МВА		Уровень перспективной загрузки тр-ров в режиме N-1 для двухтрансформ. ПС и в норм. реж для однотрансформ. ПС, с учётом перевода мощности, %			
		S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ					S <sub>цп</sub> , МВА	зима				лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	ΔСТП, МВА	зима	лето	зима	лето	зима	лето
ПС 110 кВ Магарамкент	T-1	5,6	110/10/10	1968	ТМТГ	М	11,9	8,80	7,78	16.12.2020	16.06.2021	111%	98%	6,2	22,3	0,00	0,00	8,80	7,78	0,50	9,30	8,27	166%	148%				
	T-2	6,3	110/10/10	1989	ТМТН	М						111%	98%	6,2	22,3								148%	131%				
ПС 110 кВ Мамедкала	T-1	6,3	110/35/10	1973	ТМТН	М	22,3	19,26	16,14	15.12.2021	19.06.2019	108%	97%	9,1	23,6	0,00	0,00	19,26	16,14	0,11	19,36	16,25	307%	258%				
	T-2	16	110/35/10	1987	ТДТН	Д						108%	97%	9,1	23,6								121%	102%				
ПС 110 кВ Морская	T-1	2,5	110/10	1973	ТМН	М	2,5	1,32	1,42	18.12.2019	20.06.2018	105%	105%	4,4	20,3	0,00	0,00	1,32	1,42	0,01	1,33	1,43	53%	57%				
ПС 110 кВ Огни	T-1	10	110/35/6	1976	ТДТН	Д	20	13,30	11,71	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	13,30	11,71	0,14	13,44	11,85	134%	118%				
	T-2	10	110/35/6	1959	ТДТН	Д						108%	98%	9,1	22,3								134%	118%				
ПС 110 кВ Родниковая	T-1	2,5	110/10	1986	ТМН	М	2,5	2,31	2,36	15.12.2021	16.06.2021	105%	105%	9,1	22,3	0,00	0,00	2,31	2,36	0,03	2,35	2,40	94%	96%				
ПС 110 кВ Самур	T-1	10	110/10	1997	ТДТН	Д	20	1,00	1,02	20.12.2017	16.06.2021	110%	98%	6,6	22,3	0,00	0,00	1,00	1,02	0,00	1,00	1,02	10%	10%				
	T-2	10	110/10	1997	ТДТН	Д						110%	98%	6,6	22,3								10%	10%				
ПС 110 кВ Советская	T-1	2,5	110/10	1995	ТМН	М	2,5	3,05	2,37	18.12.2019	16.06.2021	105%	105%	4,4	22,3	0,00	0,00	3,05	2,37	0,05	3,10	2,42	124%	97%				
ПС 110 кВ Тагиркент	T-1	6,3	110/10	1980	ТМН	М	8,8	3,94	3,63	20.12.2017	16.06.2021	110%	98%	6,6	22,3	0,00	0,00	3,94	3,63	0,09	4,02	3,71	64%	59%				
	T-2	2,5	110/10	1992	ТМН	М						105%	105%	6,6	22,3								161%	149%				
ПС 110 кВ Усуччай	T-1	6,3	110/10	1976	ТМН	М	12,6	4,92	2,84	19.12.2018	16.06.2021	113%	98%	3,2	22,3	0,00	0,00	4,92	2,84	0,00	4,92	2,84	78%	45%				
	T-2	6,3	110/35/10	1989	ТМТН	М						113%	98%	3,2	22,3								78%	45%				
ПС 110 кВ Александрия	T-1	6,3	110/35/10	1979	ТМТН	М	12,6	12,53	4,06	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	12,53	4,06	0,00	12,53	4,06	199%	64%				
	T-2	6,3	110/35/10	1979	ТМТН	М						108%	98%	9,1	22,7								199%	64%				
ПС 110 кВ Арсланбек	T-1	2,5	110/10	1995	ТМН	М	2,5	0,78	0,47	16.12.2020	17.06.2020	105%	105%	6,2	22,7	0,00	0,00	0,78	0,47	0,00	0,78	0,47	31%	19%				
ПС 110 кВ Джильгита	T-1	2,5	110/10	1999	ТМН	М	2,5	1,01	0,25	18.12.2019	21.06.2017	105%	105%	4,4	20,8	0,00	0,00	1,01	0,25	0,00	1,01	0,25	40%	10%				
ПС 110 кВ Калиновка	T-1	2,5	110/10	1983	ТМН	М	2,5	2,43	2,12	15.12.2021	17.06.2020	105%	105%	9,1	22,7	0,00	0,00	2,43	2,12	0,00	2,43	2,12	97%	85%				
ПС 110 кВ Кизляр-1	T-1	16	110/35/10	2006	ТДТН	Д	32	29,05	19,12	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	29,05	19,12	0,64	29,69	19,76	186%	123%				
	T-2	16	110/35/10	1998	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,3								186%	123%				
ПС 110 кВ Кизляр-2	T-1	16	110/35/10	2006	ТДТН	Д	26	20,93	18,04	16.12.2020	16.06.2021	125%	119%	6,2	22,3	0,00	0,00	20,93	18,04	0,28	21,21	18,32	133%	115%				
	T-2	10	110/35/10	1980	ТДТН	Д						111%	98%	6,2	22,3								212%	183%				
ПС 110 кВ Коминтерн	T-1	2,5	110/10	2003	ТМН	М	2,5	0,38	0,33	15.12.2021	17.06.2020	105%	105%	9,1	22,7	0,00	0,00	0,38	0,33	0,00	0,38	0,33	15%	13%				
ПС 110 кВ Кочубей	T-1	6,3	110/35/10	1987	ТМ	М	12,6	4,02	3,08	19.12.2018	16.06.2021	113%	98%	3,2	22,3	0,00	0,00	4,02	3,08	0,00	4,02	3,08	64%	49%				
	T-2	6,3	110/35/10	1984	ТМТ	М						113%	98%	3,2	22,3								64%	49%				
ПС 110 кВ Таловка	T-1	2,5	110/10	1986	ТМН	М	2,5	0,46	0,47	16.12.2020	20.06.2018	105%	105%	6,2	20,3	0,00	0,00	0,46	0,47	0,00	0,46	0,47	18%	19%				
ПС 110 кВ Тарумовка	T-1	6,3	110/35/10	1987	ТМТН	М	12,6	5,95	4,58	20.12.2017	21.06.2017	110%	100%	6,6	20,8	0,00	0,00	5,95	4,58	0,00	5,95	4,58	94%	73%				
	T-2	6,3	110/35/10	1978	ТМТН	М						110%	100%	6,6	20,8								94%	73%				
ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	T-1	6,3	110/35/10	1974	ТМТН	М	12,6	11,29	5,63	16.12.2020	16.06.2021	111%	98%	6,2	22,3	0,00	0,00	11,29	5,63	0,07	11,36	5,70	180%	90%				
	T-2	6,3	110/35/10	1974	ТМТ	М						111%	98%	6,2	22,3								180%	90%				
ПС 110 кВ Южно-Сухокумск	T-1	10	110/35/6	1968	ТДТН	Д	20	8,50	6,32	19.12.2018	21.06.2017	113%	100%	3,2	20,8	0,00	0,00	8,50	6,32	0,00	8,50	6,32	85%	63%				
	T-2	10	110/35/6	1966	ТДТН	Д						113%	100%	3,2	20,8								85%	63%				
ПС 110 кВ Акташ	T-1	25	110/35/10	2012	ТДТН	Д	41	45,19	35,25	16.12.2020	19.06.2019	125%	118%	6,2	23,6	0,00	0,00	45,19	35,25	0,52	45,71	35,77	183%	143%				
	T-2	16	110/35/10	1989	ТДТН	Д						111%	97%	6,2	23,6								286%	224%				
ПС 110 кВ Бабаюрт	T-1	16	110/35/10	1998	ТДТН	Д	26	17,93	12,50	15.12.2021	21.06.2017	125%	120%	9,1	20,8	0,00	0,00	17,93	12,50	0,08	18,01	12,58	113%	79%				
	T-2	10	110/35/10	1979	ТДТН	Д						108%	100%	9,1	20,8								180%	126%				
ПС 110 кВ Дылым	T-1	10	110/35/10	1991	ТДТН	Д	20	14,05	11,03	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	14,05	11,03	0,02	14,07	11,05	141%	110%				
	T-2	10	110/35/10	2008	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,7								141%	110%				
ПС 110 кВ ЗФС	T-1	40	110/35/6	1989	ТДТН	Д	40	44,60	36,13	20.12.2017	17.06.2020	110%	98%	6,6	22,7	0,00	0,00	44,60	36,13	2,18	46,78	38,31	117%	96%				
ПС 110 кВ Кизилортовская	T-2	10	110/10	1992	ТДН	Д	16,3	13,79	8,87	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	13,79	8,87	0,05	13,84	8,91	138%	89%				
	T-1	6,3	110/35/10	1983	ТМТН	М						108%	98%	9,1	22,7								220%	141%				
ПС 110 кВ Куруш	T-1	5,6	110/10	2008	ТМТГ	М	11,9	5,67	4,14	15.12.2021	17.06.2020	125%	119%	9,1	22,7	0,00	0,00	5,67	4,14	0,00	5,67	4,14	101%	74%				
	T-2	6,3	110/10	1987	ТМН	М						108%	98%	9,1	22,7								90%	66%				
ПС 110 кВ Львовская	T-1	16	110/35/10	1992	ТДТН	Д	16	14,30	7,90	18.12.2019	19.06.2019	112%	97%	4,4	23,6	0,00	0,00	14,30	7,90	0,00	14,31	7,90	89%	49%				
ПС 110 кВ Миатлы	T-1	6,3	110/6	1974	ТМ	М	12,6	1,47	0,98	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	1,47	0,98	0,00	1,47	0,98	23%	16%				
	T-2	6,3	110/6	1974	ТМ	М						108%	98%	9,1	22,3								23%	16%				
ПС 110 кВ Сулак	T-1	10	110/10	1989	ТДТН	Д	20	2,27	2,01	18.12.2019	19.06.2019	112%	97%	4,4	23,6	0,00	0,00	2,27	2,01	0,00	2,27	2,01	23%	20%				
	T-2	10	110/10	1989	ТДТН	Д						112%	97%	4,4	23,6								23%	20%				
ПС 110 кВ Сулевкент	T-2	6,3	110/10	1987	ТМ	М	6,3	1,82	1,18	19.12.2018	21.06.2017	113%	100%	3,2	20,8	0,00	0,00	1,82	1,18	0,01	1,83	1,19	29%	19%				
ПС 110 кВ Чиркей ГПП	T-1	10	110/35/6	1966	ТДТН	Д	26	8,32	4,23	19.12.2018	17.06.2020	113%	98%	3,2</														

Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класснапряжения	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 (Клоп) Т		Температура воздуха в день контрольного замера, °С		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП (ΔСерм), МВА		Загрузка ЦП с учётом перераспределённой мощности, МВА		Присоединяемая мощность по договорам и Актам на ТП		Перспективная нагрузка ЦП с учётом перевода мощности, МВА		Уровень перспективной загрузки тр-ров в режиме N-1 для двухтрансформ. ПС и в норм. реж для однотрансформ. ПС, с учётом перевода мощности, %	
		Сном, МВА	Уном, кВ					Сщп, МВА	зима				лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	ΔСТП, МВА	зима	лето	зима	лето
ПС 110 кВ Буйнакск-2	T-1	16	110/35/6	2008	ТДТН	Д	32	12,49	8,15	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	12,49	8,15	0,00	12,49	8,15	78%	51%		
	T-2	16	110/35/6	2005	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,3								78%	51%		
ПС 110 кВ Восточная	T-1	25	110/10/10	2001	ТРДН	Д	50	14,44	9,36	15.12.2021	19.06.2019	125%	118%	9,1	23,6	0,00	0,00	14,44	9,36	1,18	15,62	10,54	62%	42%		
	T-2	25	110/10/10	1990	ТРДН	Д						108%	97%	9,1	23,6								62%	42%		
ПС 110 кВ ГПП	T-1	31,5	110/35/6	1971	ТДТН	Д	71,5	38,85	36,24	15.12.2021	19.06.2019	108%	97%	9,1	23,6	0,00	0,00	38,85	36,24	0,15	39,00	36,38	124%	116%		
	T-2	40	110/6	2014	ТРДН	Д						125%	118%	9,1	23,6								97%	91%		
ПС 110 кВ Изберг-Северная	T-1	16	110/35/10	1979	ТДТН	Д	32	21,79	14,74	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	21,79	14,74	0,34	22,13	15,08	138%	94%		
	T-2	16	110/35/10	1979	ТДТН	Д						108%	98%	9,1	22,3								138%	94%		
ПС 110 кВ Изберг-Южная	T-1	6,3	110/6	2009	ТМН	М	12,6	5,72	5,29	16.12.2020	16.06.2021	125%	119%	6,2	22,3	0,00	0,00	5,72	5,29	0,23	5,96	5,52	95%	88%		
	T-2	6,3	110/6	2008	ТМН	М						125%	119%	6,2	22,3								95%	88%		
ПС 110 кВ Компас	T-1	16	110/10	1983	ТДН	Д	32	31,08	24,48	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	31,08	24,48	0,11	31,20	24,59	195%	154%		
	T-2	16	110/10	1983	ТДН	Д						108%	98%	9,1	22,3								195%	154%		
ПС 110 кВ Новый Чиркей	T-1	10	110/10	2009	ТДН	Д	10	6,57	4,16	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	6,57	4,16	0,04	6,62	4,20	66%	42%		
ПС 110 кВ Насосная-2	T-1	6,3	110/6	1986	ТМН	М	6,3	2,18	1,00	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	2,18	1,00	0,00	2,18	1,00	35%	16%		
ПС 110 кВ Насосная-1	T-1	6,3	110/6	1978	ТМН	М	12,6	5,39	3,93	15.12.2021	17.06.2020	108%	98%	9,1	22,7	0,00	0,00	5,39	3,93	0,25	5,64	4,17	89%	66%		
	T-2	6,3	110/6	1981	ТМН	М						108%	98%	9,1	22,7								89%	66%		
ПС 110 кВ Новая	T-1	40	110/35/10	1977	ТДТН	Д	80	54,90	45,40	19.12.2018	19.06.2019	113%	97%	3,2	23,6	0,00	0,00	54,90	45,40	1,30	56,20	46,69	140%	117%		
	T-2	40	110/35/10	1978	ТДТН	Д						113%	97%	3,2	23,6								140%	117%		
ПС 110 кВ Очистные сооружения	T-1	10	110/6	1980	ТДН	Д	35	12,45	11,06	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	12,45	11,06	0,00	12,45	11,06	125%	111%		
	T-2	25	110/6	1989	ТРДН	Д						108%	98%	9,1	22,3								50%	44%		
ПС 110 кВ Приморская	T-1	16	110/6	2008	ТДН	Д	32	27,82	21,96	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	27,82	21,96	0,80	28,62	22,77	179%	142%		
	T-2	16	110/10	2012	ТДН	Д						125%	119%	9,1	22,3								179%	142%		
ПС 110 кВ Приозерная	T-1	25	110/35/6	1989	ТДТН	Д	50	20,47	15,06	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	20,47	15,06	1,01	21,48	16,07	86%	64%		
	T-2	25	110/35/10	1990	ТДТН	Д						108%	98%	9,1	22,3								86%	64%		
ПС 110 кВ Рассвет	T-1	10	110/35/6	2006	ТДТН	Д	26	15,65	13,77	16.12.2020	16.06.2021	125%	119%	6,2	22,3	0,00	0,00	15,65	13,77	0,31	15,96	14,07	160%	141%		
	T-2	16	110/35/6	1989	ТДТН	Д						111%	98%	6,2	22,3								100%	88%		
ПС 110 кВ Сергокала	T-1	16	110/35/10	2015	ТДТН	Д	22,3	7,95	6,64	20.12.2017	20.06.2018	125%	120%	6,6	20,3	0,00	0,00	7,95	6,64	0,15	8,10	6,79	51%	42%		
	T-2	6,3	110/35/10	1990	ТМТН	М						110%	100%	6,6	20,3								129%	108%		
ПС 110 кВ ЦПП	T-1	25	110/10/6	1983	ТДТН	Д	50	30,56	31,11	15.12.2021	19.06.2019	108%	97%	9,1	23,6	0,00	0,00	30,56	31,11	0,15	30,70	31,26	123%	125%		
	T-2	25	110/10/6	1983	ТДТН	Д						108%	97%	9,1	23,6								123%	125%		
ПС 110 кВ Шамхал	T-1	25	110/35/10	2012	ТДТН	Д	41	42,80	33,81	15.12.2021	19.06.2019	125%	118%	9,1	23,6	0,00	0,00	42,80	33,81	0,75	43,55	34,56	174%	138%		
	T-2	16	110/35/10	1980	ТДТН	Д						108%	97%	9,1	23,6								272%	216%		
ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	10	110/6	2008	ТДН	Д	20	18,77	14,19	15.12.2021	17.06.2020	125%	119%	9,1	22,7	0,00	0,00	18,77	14,19	0,22	18,99	14,41	190%	144%		
	T-2	10	110/6	2008	ТДН	Д						125%	119%	9,1	22,7								190%	144%		
ПС 110 кВ Миарсо	T-1	16	110/35/10	2006	ТДТН	Д	32	21,05	9,10	20.12.2017	21.06.2017	125%	120%	6,6	20,8	0,00	0,00	21,05	9,10	0,03	21,07	9,13	132%	57%		
	T-2	16	110/35/10	2006	ТДТН	Д						125%	120%	6,6	20,8								132%	57%		
ПС 110 кВ Уйташ-1	T-1	6,3	110/6	2018	ТДН	Д	12,6	0,00	0,00	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	0%		
	T-2	6,3	110/6	2018	ТДН	Д						125%	119%	9,1	22,3								0%	0%		
ПС 110 кВ Уйташ-2	T-1	6,3	110/6	2018	ТДН	Д	12,6	0,00	0,00	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	0,00	0,00	3,45	3,45	3,45	55%	55%		
	T-2	6,3	110/6	2018	ТДН	Д						125%	119%	9,1	22,3								55%	55%		
ПС 110 кВ Газокомпрессорная	T-1	40	110/10/10	1982	ТРДН	Д	80	0,00	0,00	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	0%		
	T-2	40	110/10/10	1982	ТРДН	Д						108%	98%	9,1	22,3								0%	0%		
ПС 110 кВ ЗТМ	T-1	25	110/6	2004	ТРДН	Д	41	20,72	17,23	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	20,72	17,23	0,13	20,85	17,36	83%	69%		
	T-2	16	110/6	1989	ТДН	Д						108%	98%	9,1	22,3								130%	109%		
ПС 110 кВ Махачкала-110	T-1	25	110/35/10	1988	ТДТН	Д	50	52,54	36,33	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	52,54	36,33	0,10	52,63	36,42	211%	146%		
	T-2	25	110/35/10	2008	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,3								211%	146%		
ПС 330 кВ Артем	T-1	6,3	110/10	2012	ТМН	М		0,12	0,06	19.12.2018	16.06.2021	125%	119%	3,2	22,3	0,00	0,00	0,12	0,06	0,00	0,12	0,06	2%	1%		
ПС 110 кВ Белиджи	T-1	16	110/35/10	1974	ТДТН	Д	32	17,99	12,10	15.12.2021	16.06.2021	108%	98%	9,1	22,3	0,00	0,00	17,99	12,10	0,13	18,12	12,23	113%	76%		
	T-2	16	110/35/10	1986	ТДТН	Д						108%	98%	9,1	22,3								113%	76%		
ПС 330 кВ Дербент	T-1	16	110/6	1974	ТДН	Д	32	19,59	17,16	15.12.2021	19.06.2019	108%	97%	9,1	23,6	0,00	0,00	19,59	17,16	0,11	19,70	17,27	123%	108%		
	T-2	16	110/6	1974	ТДН	Д						108%	97%	9,1	23,6								123%	108%		
ПС 330 кВ Махачкала	T-1	10	110/10	1975	ТДН	Д	73	1,53	1,01	15.12.2021	20.06.2018	108%	100%	9,1	20,3	0,00	0,00	1,53	1,01	0,00	1,53	1,01	15%	10%		
	T-2	63	110/10/10	2014	ТРДН	Д						125%	120%	9,1	20,3								2%	2%		
ПС 110 кВ Майданское	T-1	10	110/10	2015	ТМН	М	10	11,22	2,25	15.12.2021	16.06.2021	125%	119%	9,1	22,3	0,00	0,00	11,22	2,25	0,00	11,22	2,25	112%	23%		

Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класснапряжения	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 (Клоп) Т		Температура воздуха в день контрольного замера, °С		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП (ΔS <sub>срм</sub> ), МВА		Загрузка ЦП с учётом перераспределяемой мощности, МВА		Присоединяемая мощность по договорам и Актам на ТП		Перспективная нагрузка ЦП с учётом перевода мощности, МВА		Уровень перспективной загрузки тр-ров в режиме N-1 для двухтрансформ. ПС и в норм. реж для одното трансформ. ПС, с учётом перевода мощности, %	
		Sном, МВА	Uном, кВ					Sцп, МВА	зима				лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	ΔСТП, МВА	зима	лето	зима	лето
ПС 110 кВ Стекольная	T-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	0,86	7,03	6,04	11%	10%		
	T-2	63	110/35/10	2013	ТДТН	Д						125%	119%	9,1	22,3								11%	10%		
Каспийская ТЭЦ	T-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%		
	T-1	25	110/6	1990	ТРДН	Д						108%	98%	9,1	22,3								65%	50%		

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

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