

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи .....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	17
2.1.1 Энергорайон № 1, Западный энергорайон Ставропольского края .....	17
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций .....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	19
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	35
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	48
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	48
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше .....	48
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	48
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	49
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	49
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	51
3.3	Прогноз потребления мощности.....	52
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	54
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	56
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	56
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Ставропольского края .....	58
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	61
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	61
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют .....	64
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	66
5.1	Исходные расчетные условия .....	66
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь.....	67
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Западная .....	72
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	79
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	81

7.1	Основные подходы.....	81
7.2	Исходные допущения.....	82
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	85
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	87
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		92
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....		95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии .....		100

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СТО	–	стандарт организации
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭС	–	энергосистема
яч.	–	ячейка
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ставропольского края за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ставропольского края на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

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

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

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

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

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема Ставропольского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ и обслуживает территорию Ставропольского края.

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

– филиал ПАО «Россети» – Северо-Кавказское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ставропольского края;

– филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ставропольского края.

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

Энергосистема Ставропольского края связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Республики Дагестан (Филиал АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Кабардино-Балкарской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Карачаево-Черкесской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт., КВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Чеченской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Северная Осетия – Алания (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

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

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Ставропольского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Ставропольского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «ЕвроХим-Энерго» (АО «Невинномысский Азот»)	159,5
Более 50 МВт	
ООО «Солнечный Дар»	75,8
РИП «Невинномысск»	70,5
ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» (ООО «Ставролен»)	58,2
Более 10 МВт	
АО «Монокристалл»	14,5

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края на 01.01.2025 составила 5549,9 МВт, в том числе: ГЭС – 484,7 МВт, ГАЭС – 15,9 МВт, ТЭС – 4184,3 МВт, ВЭС – 765,0 МВт, СЭС – 100,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	5514,9	35,0	–	–	–	5549,9
ГЭС	484,7	–	–	–	–	484,7
ГАЭС	15,9	–	–	–	–	15,9
ТЭС	4184,3	–	–	–	–	4184,3
ВЭС	730,0	35,0	–	–	–	765,0
СЭС	100,0	–	–	–	–	100,0

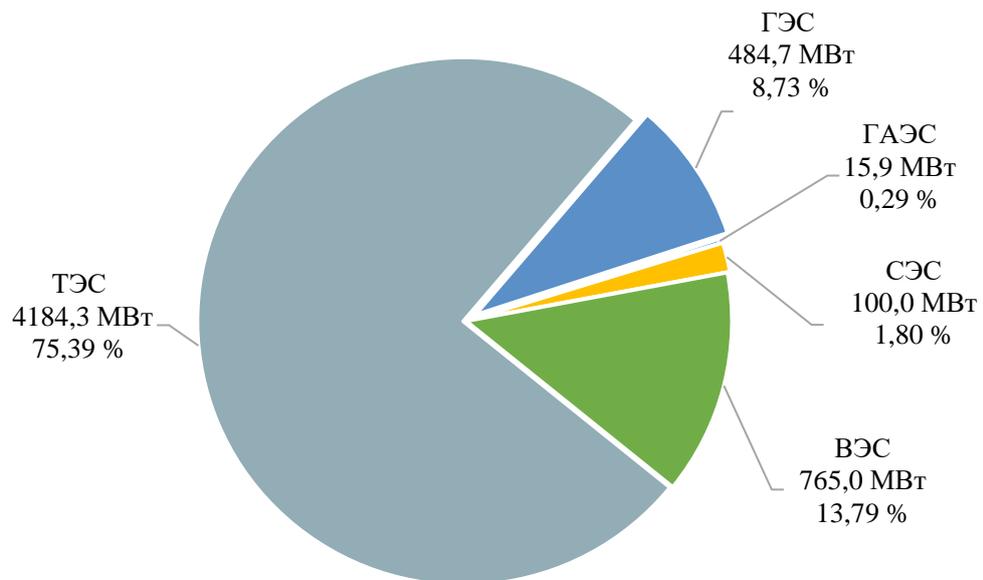


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края по состоянию на 01.01.2025

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2024 году составило 21639,9 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 1141,7 млн кВт·ч, ГАЭС – 13,6 млн кВт·ч, ТЭС – 18289,6 млн кВт·ч, ВЭС – 2057,5 млн кВт·ч, СЭС – 137,5 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ставропольского края за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	13162,3	18164,8	17748,0	19734,5	21639,9
ГЭС	991,4	1268,4	1172,4	1116,4	1141,7
ГАЭС	11,8	11,7	12,6	9,3	13,6
ТЭС	12003,4	15985,2	15203,0	16910,0	18289,6
ВЭС	11,7	767,6	1227,1	1560,2	2057,5
СЭС	143,9	131,9	132,9	138,7	137,5

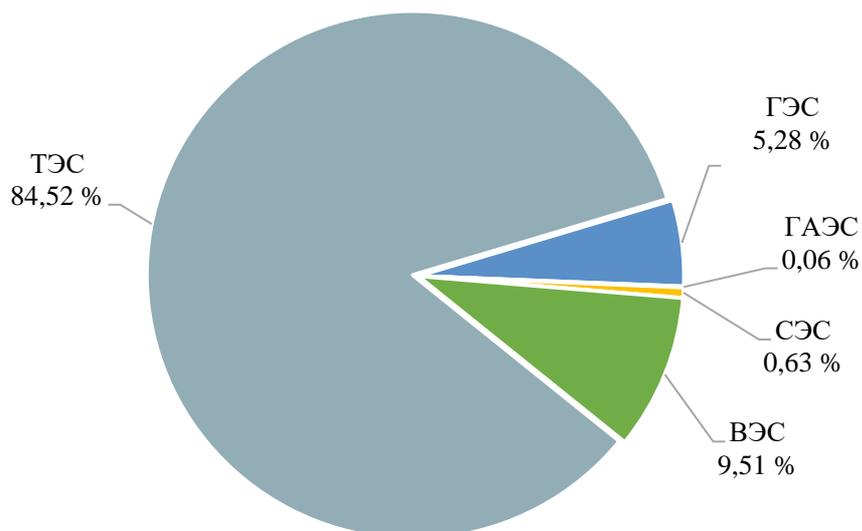


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2024 году

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10238	11033	11286	11629	12118
Годовой темп прироста, %	-1,13	7,77	2,29	3,04	4,21
Потребление электрической энергии без учета потребления энергии на заряд ГАЭС, млн кВт·ч	10202	11002	11255	11594	12090
Годовой темп прироста, %	–	7,8	2,3	3,0	4,3
Максимум потребления мощности, МВт	1714	1772	1769	1973	1942
Годовой темп прироста, %	7,66	3,38	-0,17	11,53	-1,57
Число часов использования максимума потребления мощности энергии без учета потребления энергии на заряд ГАЭС, ч/год	5952	6209	6362	5876	6226
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	09.12 10:00	21.07 15:00	20.01 18:00	09.08 14:00	17.07 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-2	31,5	-4,6	29,5	30,3
Максимум потребления мощности (зима), МВт	1714	1771	1769	1822	1863
Максимум потребления мощности (лето), МВт	1570	1772	1695	1973	1942

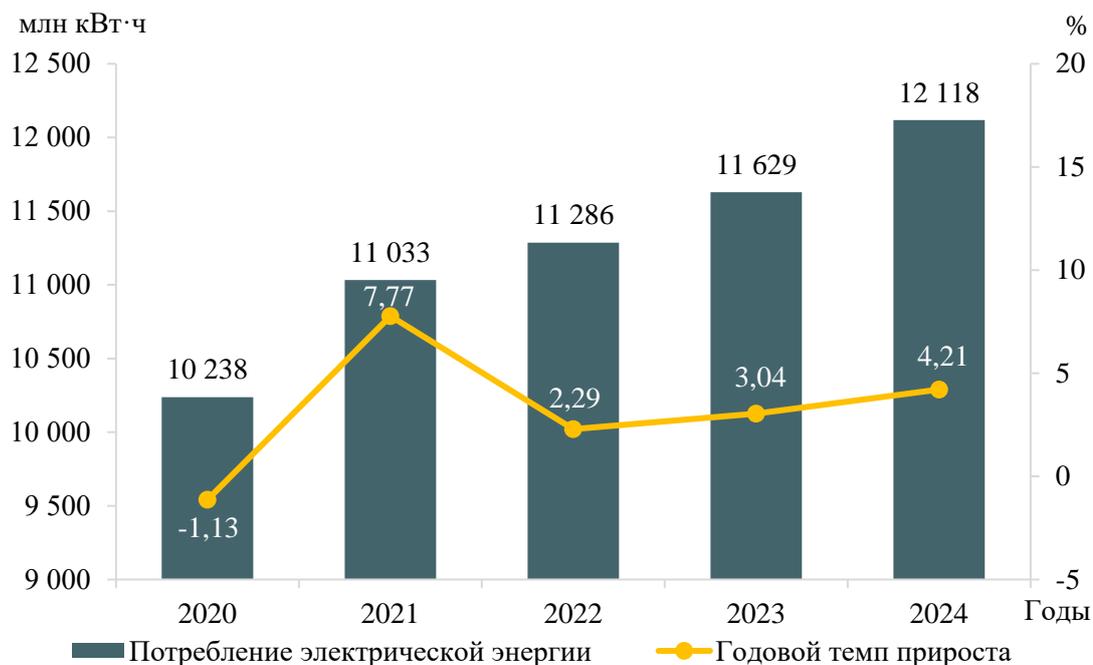


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

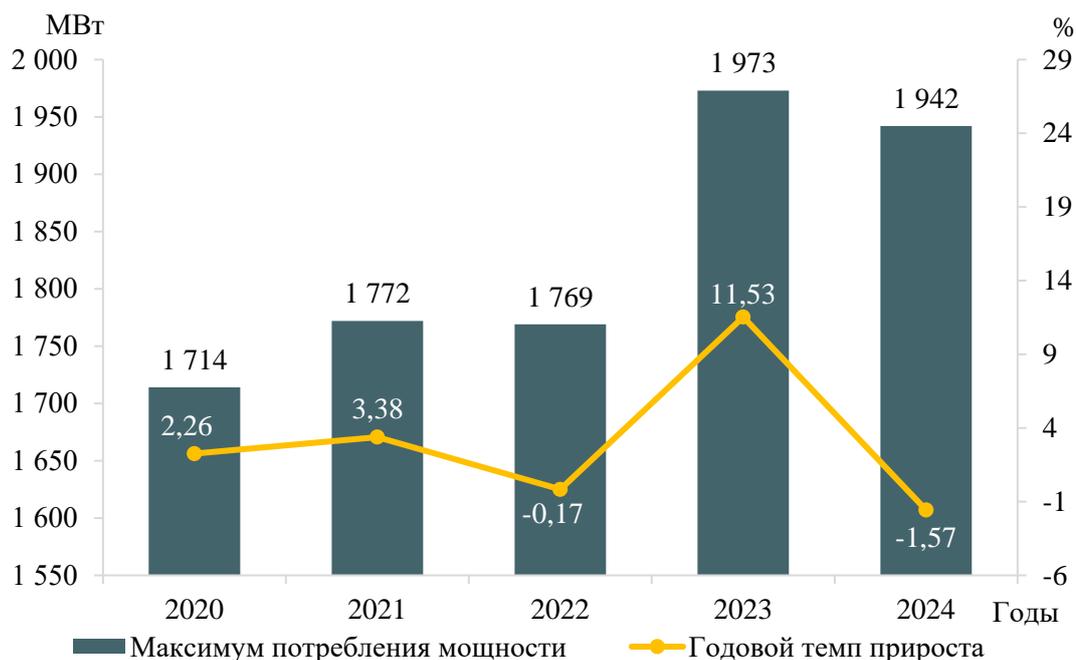


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края увеличилось на 1763 млн кВт·ч и составило в 2024 году 12118 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,19 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 7,77 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,13 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края вырос на 350 МВт и составил 1942 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,05 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 11,53 % в 2023 году и обусловлен также и переходом прохождения годового максимума с зимнего периода на летний. Наибольшее снижение – 1,57 % в 2024 году связано с теплой зимой и прохождением годового максимума в летний период. В 2021 году годовой максимум потребления мощности зафиксирован при ТНВ выше обеспеченности 98 % для теплого периода данной области.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края был зафиксирован в 2023 году в размере 1973 МВт в летний период.

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

- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- прохождением максимального годового потребления мощности как в зимний, так и летний период в дневные часы, и, следовательно, значительной разницей среднесуточных ТНВ;
- ростом потребления предприятиями обрабатывающих производств.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ставропольского края приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ставропольского края приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Луч от ВЛ 110 кВ Кинжал – Солуно-Дмитриевская (Л-3)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2020	0,7 км
2	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки I цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
3	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки II цепь	АО «ВетроОГК»	2020	0,27 км
4	110 кВ	Строительство новой отпайки на Медвеженскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Баклановская – Дмитриевская (Л-276)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	4,26 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Николина Балка – Ипатово (Л-53) на Бондаревскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	6,44 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Николина Балка – Ипатово (Л-53) на Бондаревскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Николина Балка, ВЛ 110 кВ Бондаревская ВЭС – Ипатово	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	6,44 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на Кармалиновскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Красная Заря – Новоалександровская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	1,96 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на ПС 110 кВ Михайловск с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	3,94 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Промкомплекс с отпайкой на ПС Птицепром на ПС 110 кВ Михайловск с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Михайловск с отпайкой на ПС Птицепром и ВЛ 110 кВ Старомарьевская СЭС – Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	3,94 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Обрященко – Левокумская с отпайкой на ПС Красный Октябрь на ПС 110 кВ Красный Октябрь с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь и ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	0,98 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Обрященко – Левокумская с отпайкой на ПС Красный Октябрь на ПС 110 кВ Красный Октябрь с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Обрященко – Красный Октябрь и ВЛ 110 кВ Красный Октябрь – Левокумская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	0,95 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на Берестовскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Ставрополь – Константиновская (Л-134)	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	4,484 км
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная, ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	57,214 км
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Кузьминская ВЭС – Южная, ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Кузьминская ВЭС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	12,995 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на Труновскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Безопасная – НПС-5	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2023	5,8 км
16	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гофицкая – НС-14 (Л-257) на ПС 110 кВ НС-Иррико	ООО «Иррико Холдинг»	2022	0,1 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Луч	ООО «АПП Ставрополье»	2020	2×16 МВА
2	330 кВ	Строительство ПС 330 кВ Барсуки	АО «ВетроОГК»	2020	2×125 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заводская	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	16 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Михайловск	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2021	2×25 МВА
5	330 кВ	Замена трансформатора на ГЭС-4	Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»	2021	125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Южная	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Октябрь	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2022	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НС-Иррико	ООО «Иррико Холдинг»	2022	1×4 МВА
9	330 кВ	Замена автотрансформаторов на ГЭС-2	Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»	2024	2×125 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Мин-воды-2 с заменой трансформатора Тр1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	2024	1×40 МВА

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

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

На территории Ставропольского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– энергорайон № 1 – Западный энергорайон Ставропольского края.

2.1.1 Энергорайон № 1, Западный энергорайон Ставропольского края

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Западном энергорайоне Ставропольского края.

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ИСШ-330 на ПС 330 кВ Ставрополь, токовая нагрузка АТ-302 ПС 330 кВ Ставрополь превышает ДДТН на величину до 30 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт</p>	<p>Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь с установкой дополнительного выключателя 330 кВ и присоединением каждого из АТ-301 и АТ-303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»</p>	<p>Замена на ПС 330 кВ Ставрополь АТ-302 мощностью 125 МВА на автотрансформатор 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА</p>	<p>Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь с установкой дополнительного выключателя 330 кВ и присоединением каждого из АТ-301 и АТ-303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»</p>

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

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

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Энергосистема Ставропольского края	«ЗЭС» Ставропольского края	«ЦЭС» Ставропольского края
2020	16.12.2020	1,4	1,4	1,4
	17.06.2020	22,2	22,2	22,2
2021	15.12.2021	2,5	2,5	2,5
	16.06.2021	23,6	23,6	23,6
2022	21.12.2022	-4,1	-4,1	-4,1
	15.06.2022	21,0	21,0	21,0
2023	20.12.2023	3,1	3,1	3,1
	21.06.2023	20,4	20,4	20,4
2024	18.12.2024	4,3	3,1	5,2
	19.06.2024	26,1	25,6	25,4

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Северный Кавказ» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Ачикулак	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	6,32	5,35	3,69	4,91	4,70	3,80	3,70	5,04	4,86	3,10	4,5
			Тр2	115/38,5/11	6,3	4,89	3,83	2,90	3,35	4,20	2,92	5,53	3,79	3,91	5,83	
2	ПС 110 кВ Левокумская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	2,21	2,88	3,48	7,19	2,99	2,52	2,93	2,98	2,52	8,75	–
			Тр2	115/38,5/11	6,3	4,87	4,57	5,33	2,82	6,13	6,15	5,31	5,11	5,18	3,95	
3	ПС 110 кВ Лысогорская	110/10	Тр1	110/10,5	2,5	1,03	1,04	1,10	1,03	1,01	0,83	0,85	0,75	0,77	1,05	–
			Тр2	115/11	6,3	1,86	1,80	2,06	1,80	1,87	1,53	1,69	1,68	1,62	1,86	
4	ПС 110 кВ Новопавловская-2	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	16	6,16	6,97	6,54	5,94	5,93	5,91	7,24	6,63	5,26	5,71	–
			Тр2	115/38,5/11	10	4,16	4,30	4,27	3,55	4,23	4,19	4,45	3,66	3,72	5,14	
5	ПС 110 кВ Ростовановская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	4,82	4,32	3,03	3,11	2,96	4,94	0,00	4,04	2,52	3,62	–
			Тр2	115/38,5/11	10	5,04	4,57	6,63	6,55	6,67	5,20	8,60	4,33	5,73	9,33	
6	ПС 110 кВ Троицкая	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	5,23	5,24	6,77	5,70	6,53	6,15	4,70	7,86	6,20	8,05	–
			Тр2	115/38,5/11	10	5,23	5,24	4,61	4,73	4,79	3,47	4,73	3,49	4,73	5,32	
7	ПС 110 кВ Грачевская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	7,31	6,53	8,12	8,03	8,13	5,15	5,00	5,30	5,53	7,47	–
			Тр2	115/38,5/11	16	2,04	4,52	4,87	4,86	4,68	3,72	3,81	3,55	3,37	4,20	
8	ПС 110 кВ Западная	110/10/6	Тр1	115/11/6,6	40	21,70	23,28	20,11	22,61	22,22	22,33	18,86	19,23	16,47	25,89	–
			Тр2	115/11/6,6	40	17,70	20,19	25,00	22,90	22,60	14,10	22,53	19,00	18,13	21,56	
9	ПС 110 кВ Красногвардейская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	10	3,11	3,32	3,62	3,12	3,14	3,18	2,69	2,30	2,47	3,46	–
			Тр2	115/38,5/11	10	4,72	6,14	6,67	6,26	4,92	6,48	6,37	6,87	5,67	8,76	
10	ПС 110 кВ Плаксейка	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	16	10,60	11,50	11,32	5,10	11,13	7,95	8,64	9,06	8,92	11,82	–
			Тр2	115/38,5/11	10	0,44	0,38	0,44	6,89	0,89	1,02	0,37	0,00	0,31	1,06	
11	ПС 110 кВ Затеречная	110/35/6	Тр2	115/38,5/6,5	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–
			Тр3	115/38,5/6,5	20	13,67	10,70	6,39	7,51	7,56	7,75	7,02	9,98	9,52	11,54	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Ачикулак	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Тр2	ТМТН-6300/110/35/10	1982	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Левокумская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-6300/110/35/10	1978	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Лысогорская	Тр1	ТМН-2500/110/10	1973	50	1	1	1	1	1	0,91	0,82
		Тр2	ТМН-6300/110/10	1986	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Новопавловская-2	Тр1	ТДТН-16000/110/35/10	1988	50	1	1	1	1	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-10000/110/35/10	1984	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Ростовановская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1973	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-10000/110/35/10	1973	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Троицкая	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1981	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-10000/110/35/10	1986	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Грачевская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1977	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-16000/110/35/10	1978	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Западная	Тр1	ТДТН-40000/110-10/6	1982	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110-10/6	1982	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Красногвардейская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1970	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-10000/110/35/10	1980	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Плаксейка	Тр1	ТДТН-16000/110/35/10	1992	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-10000/110/35/10	1984	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Затеречная	Тр2	ТДТГ-10000/110/35/6	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Тр3	ТДТН-20000/110/35/6	1982	50	1	1	1	1	1	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Ачикулак	2020 / зима	11,21	ПС 110 кВ Ачикулак	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0625	0,0155	0,4, 10	0,0047	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
				ПС 35 кВ Новкус-Артезиан	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,003	0	0,4	0,0003						
				ПС 35 кВ Кара-Тюбе	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,13	0	0,4, 10	0,013						
				ПС 110 кВ Ачикулак	ООО АГРОФИРМА «КИЦ»	29.07.2024	51158/2024/СТВ/ПЭС/ НРЭС	2026	0,71	0	10	0,497						
				ПС 110 кВ Ачикулак	ООО «Ставрополь-нефтегаз»	24.11.2014	Д-2-14-0573	2025	1,9 к ПС 110 кВ Ачикулак	0	35	1,71						
				ПС 35 кВ Кара-Тюбе	ООО АГРОФИРМА «КИЦ»	13.12.2022	41126/2022/СТВ/ПЭС/ НРЭС	2025	0,800	0	10	0,560						
2	ПС 110 кВ Левокумская	2024 / лето	12,69	ПС 110 кВ Левокумская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,6664	0	10	0,06664	14,67	14,67	14,67	14,67	14,67	14,67
				ПС 110 кВ Левокумская	ООО «Ставрополь-нефтегаз»	24.11.2014	Д-2-14-0573	2025	1,9 к ПС 110 кВ Левокумская	0	35	1,71						
				ПС 35 кВ Правокумская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0165	0	0,4	0,00165						
3	ПС 110 кВ Лысогорская	2022 / зима	3,15	ПС 110 кВ Лысогорская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0845	0,015	0,4	0,00695	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17
4	ПС 110 кВ Новопавловская-2	2021 / лето	11,69	ПС 110 кВ Новопавловская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,4	0	10	0,040	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83
				ПС 35 кВ Комсомолец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,85	0	10	0,085						
5	ПС 110 кВ Ростовановская	2024 / лето	12,95	ПС 110 кВ Ростовановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,016	0,002	0,4	0,0014	13,01	13,01	13,01	13,01	13,01	13,01
				ПС 35 кВ Кановская-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,019	0,0015	0,4	0,00175						
				ПС 35 кВ Кура	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,5125	0,015	0,4, 10	0,04975						
6	ПС 110 кВ Троицкая	2024 / лето	13,38	ПС 110 кВ Троицкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,069	0,00655	0,4	0,006245	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93
				ПС 35 кВ Богдановская	ООО «Восход»	24.08.2023	45618/2023/СТВ/ВЭС/ СРЭС	2025	3,5	0,250	10	2,275						
				ПС 35 кВ Бурунная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0658	0,029	0,4, 10	0,00368						
				ПС 35 кВ Графская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,1	0	0,4, 10	0,010						
				ПС 35 кВ Дыдымкин	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0,0045	0,4	0,00005						
				ПС 35 кВ Иргаклы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,006	0	0,4	0,0006						
				ПС 35 кВ Курская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Левопадинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,030	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Русская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0505	0,0047	0,4, 10	0,00458						
				ПС 35 кВ Стодеревская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,007	0,0038	0,4	0,00032						
7	ПС 110 кВ Грачевская	2022 / зима	12,99	ПС 110 кВ Грачевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,231	0,030	0,4, 10	0,201	13,09	13,09	13,09	13,09	13,09	13,09
				ПС 35 кВ Благодатное	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,002	0	0,4	0,0002						
				ПС 35 кВ Казинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,1575	1,500	0,4	0,06575						
				ПС 35 кВ Кугультинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,031	0,006	0,4	0,0025						
				ПС 35 кВ Спицевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0075	0	0,4	0,00075						
8	ПС 110 кВ Западная	2024 / лето	47,44	ПС 110 кВ Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,8454	0,196	10	0,06494	47,8	47,8	47,8	47,8	47,8	47,8
				ПС 110 кВ Западная	Карибова Элинка Наримановна	30.07.2024	6369	2026	1,250 к ПС 110 кВ Западная	0	10	0,250						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
9	ПС 110 кВ Красногвардейская	2024 / лето	12,22	ПС 35 кВ Ладбалковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,1225	0,005	0,4, 10	0,01175	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25
				ПС 35 кВ Медвеженская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,208	0,050	0,4	0,0158						
				ПС 35 кВ Новомихайловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,0085	0	0,4	0,00085						
10	ПС 110 кВ Плаксейка	2024 / лето	12,88	ПС 110 кВ Плаксейка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,102	0,028	0,4, 10	0,0074	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79
				ПС 35 кВ Архангельская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,420	0,205	0,4, 10	0,0215						
				ПС 35 кВ Стародубская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,824	0,070	10	0,0754						
				ПС 35 кВ Стародубская	ЗАО «Памятный»	14.03.2024	48471/2024/СТВ/ПЭС/ БРЭС	2026	0,6972	0	10	0,48804						
				ПС 35 кВ Томузловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,030	0,006	0,4	0,0024						
	ПС 35 кВ Томузловская	ООО «ПТИЦЕФАБРИКА ПРЕОБРАЖЕНСКАЯ»	27.06.2024	50525/2024/СТВ/ПЭС/ БРЭС	2026	1,200	0,750	10	0,225									
11	ПС 110 кВ Затеречная	2020 / зима	13,67	ПС 110 кВ Затеречная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,040	0	6	0,004	13,67	13,67	13,67	13,67	13,67	13,67

### ПС 110 кВ Ачикулак.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,21 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 56,06 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 98,32 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,140.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,50 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Тр2 в ПАР отключения трансформатора Тр1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 6,71 МВА (93,41 % от  $S_{\text{ддн}}$ ).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,09 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Ставропольнефтегаз» (договор ТП от 24.11.2014 № Д-2-14-0573 заявленной мощностью 3,8 МВт) и ООО Агрофирма «КИЦ» (договор от 29.07.2024 № 51158/2024/СТВ/ПЭС/НРЭС заявленной мощностью 0,71 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где  $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$  – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,21 + 3,09 + 0 - 4,50 = 9,80 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,50 МВА превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего

трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Ачикулак, оставшегося в работе после отключения Тр1, на величину до 36,43 % (без ТП превышение отсутствует). В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,50 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,95 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «Ставропольнефтегаз» (договор ТП от 24.11.2014 № Д-2-14-0573 заявленной мощностью 3,8 МВт) и ООО Агрофирма «КИЦ» (договор от 29.07.2024 № 51158/2024/СТВ/ПЭС/НРЭС заявленной мощностью 0,71 МВт) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,21 + 0,64 + 0 - 4,50 = 7,35 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,50 МВА превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Ачикулак, оставшегося в работе после отключения Тр1, на величину до 2,32 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,50 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 64,46 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ачикулак ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Ачикулак расчетный объем ГАО составит 2,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 9,80 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр2 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Левокумская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 12,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 113,13 % (34,27 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 2,58 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,98 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,69 + 1,98 + 0 - 0 = 14,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Лвокумская, оставшегося в работе после отключения Тр2 (Тр1), на величину до 55,22 % (146,38 %) от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лвокумская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 (Тр2) на ПС 110 кВ Лвокумская расчетный объем ГАО составит 8,72 (5,22) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 14,67 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 1×10 МВА и Тр2 1×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лысогорская

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 3,16 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 26,40 %. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 42,85 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Тр1 (Тр2) при ТНВ -4,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,000 (1,171).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,16 + 0,01 + 0 - 0 = 3,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Лысогорская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, на величину до 26,80 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Лысогорская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, и составляет 42,99 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лысогорская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр2 на ПС 110 кВ Лысогорская расчетный объем ГАО составит 0,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр1 на трансформатор мощностью не менее 3,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр1 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новопавловская-2

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 11,69 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 20,81 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 75,51 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 23,6$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,968.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,14 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,69 + 0,14 + 0 - 0 = 11,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Новопавловская-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, на величину до 22,26 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Новопавловская-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, и составляет 76,41 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новопавловская-2 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Новопавловская-2 расчетный объем ГАО составит 2,15 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 11,83 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ростовановская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 12,95 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 37,02 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 26,1$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,529 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,95 + 0,06 + 0 - 0 = 13,01 \text{ МВА.}$$

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

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Ростовановская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2 (Тр1), на величину до 37,66 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ростовановская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ростовановская расчетный объем ГАО составит 3,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 13,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Троицкая.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 13,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 41,47 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,37 + 2,56 + 0 - 0 = 15,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Троицкая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2 (Тр1), на величину до 68,55 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Троицкая ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Троицкая расчетный объем ГАО составит 6,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 15,93 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Грачевская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 12,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 10,98 %. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 не превышает  $S_{\text{длн}}$  и составляет 69,36 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,171.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,99 + 0,10 + 0 - 0 = 13,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Грачевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, на величину до 11,83 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Грачевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, и составляет 69,90 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Грачевская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр2 на ПС 110 кВ Грачевская расчетный объем ГАО составит 1,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр1 на трансформатор мощностью не менее 13,09 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр1 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Западная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 47,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 24,91 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25,6 °С (для энергорайона «ЗЭС» ЭС Ставропольского края) и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,950.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,90 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 47,45 + 0,35 + 0 - 0 = 47,80 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Западная, оставшегося в работе после отключения Тр2 (Тр1), на величину до 25,83 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов на ПС 110 кВ Западная расчетный объем ГАО составит 9,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 47,80 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Западная третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА.

Дополнительно рассмотрено альтернативное техническое решение по реконструкции ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.3, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Западная третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА составляют 363,49 млн руб., по варианту с заменой существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×40 МВА на 2×63 МВА – 701,53 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Западная является вариант с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Красногвардейская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 12,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 29,30 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,22 + 0,03 + 0 - 0 = 12,25 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Красногвардейская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2 (Тр1), на величину до 29,62 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красногвардейская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красногвардейская расчетный объем ГАО составит 2,80 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 12,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

#### ПС 110 кВ Плаксейка

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 12,88 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 36,28 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,18 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 26,1 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,945.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,91 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,88 + 0,91 + 0 - 0 = 13,79 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Плаксейка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, на величину до 45,91 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Плаксейка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, и составляет 91,19 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Плаксейка ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Плаксейка расчетный объем ГАО составит 4,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 13,79 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Затеречная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 13,67 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает  $S_{ддн}$  на величину до 9,36 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр3 не превышает  $S_{ддн}$  и составляет 68,35 % от  $S_{ддн}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Тр2 (Тр3) при  $T_{НВ} + 1,4$  °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,250 (1,000).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,04 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,004 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 13,67 + 0,004 + 0 - 0 = 13,674 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Затеречная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр3, на величину до 9,39 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{ддн}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр3 ПС 110 кВ Затеречная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, и составляет 68,37 % от  $S_{ддн}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Затеречная ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр3 на ПС 110 кВ Затеречная расчетный объем ГАО составит 1,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 13,674 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим,

стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

### 2.2.2.1 ПАО «Россети Северный Кавказ»

Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) и реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка).

Рассмотрено предложение ПАО «Россети Северный Кавказ» по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	40	20,76	19,50	18,86	20,53	21,15	14,45	19,86	17,31	18,87	22,17	0
			Тр2	115/38,5/11	40	30,79	34,11	37,13	32,33	32,33	23,63	26,97	29,85	29,19	31,27	
2	ПС 110 кВ Горячеводская	110/35/10	Тр1	115/38,5/11	25	12,50	11,74	13,35	13,18	17,46	8,96	9,10	8,90	9,36	13,26	0
			Тр2	115/38,5/11	25	10,45	11,03	10,77	10,91	9,14	7,73	7,88	8,72	9,00	9,09	
3	ПС 110 кВ Белый Уголь	110/10	Тр1	115/10,5	10	5,81	5,87	5,44	5,80	5,51	4,65	5,43	4,18	3,36	4,94	0
			Тр2	115/11	10	3,95	2,99	4,85	7,91	7,70	2,80	3,32	3,61	5,25	6,45	
4	ПС 35 кВ Бештаугорец	35/10	Тр31	35/11	4	1,85	1,64	0,97	1,14	0,39	1,22	2,08	1,22	1,05	1,06	0
			Тр32	35/11	4	0,47	1,23	1,45	0,81	1,30	0,79	0,46	1,18	1,16	1,70	
5	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	35/10	Тр31	35/11	6,3	2,78	2,67	0,73	3,73	3,18	5,48	0,93	2,35	1,09	3,01	0
			Тр32	35/11	6,3	2,73	3,47	4,74	4,00	4,06	0,00	2,54	2,95	2,08	4,03	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	Тр1	ТДТН-40000/110/35/10	1972	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110/35/10	1978	50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Горячеводская	Тр1	ТДТН-25000/110/35/10	2011	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Тр2	ТДТН-25000/110/35/10	1990	50	1	1	1	1	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Белый Уголь	Тр1	ТДН-10000/110/10	1983	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДН-10000/110/10	1985	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 35 кВ Бештаугорец	Тр31	ТМ-4000/35/10	1973	86	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Тр32	ТМ-4000/35/10	1972	78	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
5	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Тр31	ТМН-6300/35/10	2014	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Тр32	ТМН-6300/35/10	1991	93	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Эссендуки-2	2022 / зима	55,98	ПС 110 кВ Эссендуки-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,0201	0,030	0,4	0,09901	62,82	62,82	62,82	62,82	62,82	62,82
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,420	0,163	0,4, 10	0,2257						
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Магомаев Тимур Шадитович	15.03.2024	49383/2024/СТВ/ЦЭС/ ПРЭС	2026	2,450	0	10	0,980						
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Магомаев Тимур Шадитович	15.03.2024	49381/2024/СТВ/ЦЭС/ ПРЭС	2026	2,450	0	10	0,980						
				ПС 35 кВ Гражданская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,920	0,003	0,4, 10	0,0917						
				ПС 35 кВ Орбельяновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,7952	0,265	0,4, 10	0,05302						
				ПС 35 кВ Скачки-1	Мирзоян А.Х.	12.04.2024	49982/2024/СТВ/ЦЭС/ ПРЭС	2026	3,000	0	6	1,200						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ООО СЗ «СУ-5 «Группа А»	07.03.2014	129/2014	2025	1,000 к ПС 110 кВ Эссендуки-2	0	10	0,400						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ООО «СЗ Курортный»	26.03.2024	48964/2024/СТВ/ЦЭС/ ПРЭС	2026	1,371	0	0,4, 10	0,5484						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ООО СЗ «ЮКС-СК»	29.05.2024	49719/2024/СТВ/ЦЭС/ ПРЭС	2026	0,400 к ПС 35 кВ Бештаугорец	0	10	0,160						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,427	0,040	0,4, 10	0,2387						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ЗАО «Доринда»	30.09.2014	421/2014	2025	2,139	0	0,4	0,8556						
				ПС 35 кВ Юцкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,338	0,085	0,4, 10	0,3253						
2	ПС 110 кВ Горячеводская	2024 / зима	26,60	ПС 110 кВ Горячеводская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	10,551	7,664	10	0,2887	27,23	27,23	27,23	27,23	27,23	27,23
				ПС 110 кВ Горячеводская	ООО «СЗ «АвтоСтрой»	22.03.2024	54/24-ТП	2026	0,7066	0	10	0,28264						
3	ПС 110 кВ Белый Уголь	2023 / зима	13,70	ПС 110 кВ Белый Уголь	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,229	0,015	0,4	0,2214	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95	13,95

### ПС 110 кВ Эссентуки-2.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 55,98 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 39,95 % (19,56 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Тр1 (Тр2) при ТНВ -4,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,171 (1,000).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,84 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 55,98 + 6,84 + 0 - 0 = 62,82 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Эссентуки-2, оставшегося в работе после отключения Тр2 (Тр1), на величину до 34,17 % (57,05 %).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эссентуки-2 ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 (Тр2) на ПС 110 кВ Эссентуки-2 расчетный объем ГАО составит 22,82 (16,00) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 62,82 МВА на ПС 110 кВ Эссентуки-2 с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Однако, по причине стесненных условий территории ПС 110 кВ Эссентуки-2, а также из-за невозможности разгрузки ПС на время реконструкции (в работе один трансформатор на длительный период) проведение работ по замене силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×40 МВА на 2×63 МВА не представляется возможным.

### ПС 35 кВ Ясная Поляна-1.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,73 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 16,86 %.

В соответствии с данными, предоставленными ПАО «Россети Северный Кавказ», коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,43 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,73 + 2,43 + 0 - 0 = 10,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр31 (Тр32) ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, оставшегося в работе после отключения Тр32 (Тр31), на величину до 53,59 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 расчетный объем ГАО составит 3,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр31 и Тр32 на трансформаторы мощностью не менее 10,16 МВА на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр31 и Тр32 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

#### ПС 110 кВ Горячеводская.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 26,60 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 6,40 %. В ПАР отключения трансформатора Тр2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 85,12 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Тр1 (Тр2) при ТНВ +4,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,250 (1,000).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,63 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,60 + 0,63 + 0 - 0 = 27,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Горячеводская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, на величину до 8,92 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Горячеводская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, и составляет 87,14 % от  $S_{\text{длн}}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горячеводская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Горячеводская расчетный объем ГАО составит 2,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 27,23 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Тр2 1×25 МВА на 1×40 МВА.

#### ПС 110 кВ Белый Уголь.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,70 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 21,42 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,128.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,25 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,70 + 0,25 + 0 - 0 = 13,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 (Тр2) ПС 110 кВ Белый Уголь, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2 (Тр1), на величину до 23,64 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Белый Уголь ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Белый Уголь расчетный объем ГАО составит 2,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 13,95 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 и Тр2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

#### ПС 35 кВ Бештаугорец.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 2,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 68,33 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,050.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,30 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,87 + 2,45 + 0 - 0 = 5,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{дн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр31 (Тр32) ПС 110 кВ Бештаугорец, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр32 (Тр31), на величину до 26,67 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бештаугорец ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Бештаугорец расчетный объем ГАО составит 1,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр31 и Тр32 на трансформаторы мощностью не менее 5,32 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр31 и Тр32 2×4 МВА на 2×6,3 МВА.

Таким образом, в рассматриваемом районе выявлены риски ввода ГАО для трех подстанций 110 кВ и двух подстанций 35 кВ. Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнение мероприятий по увеличению трансформаторной мощности подстанций.

Сетевая организация ПАО «Россети Северный Кавказ» предлагает к реализации комплексное альтернативное решение – реконструкцию ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и реконструкцию ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Согласно информации от ПАО «Россети Северный Кавказ» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (физическое лицо договор ТП от 15.03.2024 № 49381/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС заявленной мощностью 2,5 МВт, физическое лицо договор ТП от 15.03.2024 № 49383/2024/СТВ/ЦЭС/ПРЭС заявленной мощностью 2,5 МВт) предусмотрено расширение ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый.

Присоединение ПС 110 кВ Джинал к сети 110 кВ предусматривается путем строительства заходов ВЛ 110 кВ Эссендуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) протяженностью ориентировочно 2×2,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Эссендуки-2 – Джинал с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км и ВЛ 110 кВ Ясная Поляна-2 – Джинал. Для присоединения ПС 110 кВ Джинал к сети 35 кВ рекомендуется подключить ВЛ 35 кВ, подключенные к действующей ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, с образованием нормального разрыва на ВЛ 35 кВ Эссендуки-2 – Т-308 (Л-346) отключением выключателя в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Эссендуки-2.

Это позволит перевести часть нагрузок сети 35 кВ с ПС 110 кВ Эссендуки-2 на новую подстанцию. Для реконструкции ПС имеются все необходимые условия (площадка для размещения, электрическая сеть 110 и 35 кВ для ее присоединения).

Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ обеспечит перевод нагрузки с ПС 110 кВ Эссендуки-2 в объеме 17,06 МВА, в том числе с ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 – 10,16 МВА, с ПС 35 кВ Т-308 – 4,7 МВА, с ПС 35 кВ Юлия – 2,2 МВА в нормальном режиме.

С учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Эссендуки-2 перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Джинал составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,16 + 4,7 + 2,2 = 17,06 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

На новой ПС 110 кВ Джинал необходимо установить два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ном}}$  вновь устанавливаемых трансформаторов и составляет 68,24 % от  $S_{\text{ном}}$ .

С учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Джинал перспективная нагрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Эссентуки-2 составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 62,82 - 17,06 = 45,76 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр2 ПС 110 кВ Эссентуки-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр1, на величину до 14,40 %.

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом перевода нагрузки на другие центры питания не превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Тр1 ПС 110 кВ Эссентуки-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Тр2, и составляет 97,74 % от  $S_{\text{длн}}$ .

В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Эссентуки-2 расчетный объем ГАО составит 5,76 МВА. Таким образом, с учетом расширения ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ исключается необходимость замены трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Эссентуки-2 на трансформатор большей мощности.

Для присоединения ПС 110 кВ Золотушка к сети 110 кВ следует выполнить строительство заходов от ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Бештау с отпайками ориентировочной протяженностью 2×4 км с образованием ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Золотушка с отпайкой на ПС Ново-Бештаугорская и ВЛ 110 кВ Бештау – Золотушка с отпайкой на ПС Скачки-2. Для присоединения существующих ВЛ 35 кВ к ПС 110 кВ Золотушка рекомендуется использовать действующее РУ 35 кВ ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом всей нагрузки ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345), ПС 35 кВ Скачки-1, ПС 35 кВ Бештаугорец и половины нагрузки ПС 35 кВ Юцкая на новую ПС 110 кВ Золотушка с образованием нормального разрыва на выключателе Л-345 в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Эссентуки-2.

Расширение ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом её на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) позволит перевести нагрузку ВЛ 35 кВ Горячеводская – Юцкая (Л-347) на новую ПС 110 кВ Золотушка по сети 35 кВ в объеме не менее 2,6 МВА, что позволит достигнуть допустимый уровень  $S_{\text{длн}}$  трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Горячеводская при расчетном ГАО 2,23 МВА. Замена трансформатора Тр2 на ПС 110 кВ Горячеводская не потребуется.

Также расширение ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом её на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) позволит перевести часть нагрузки с ПС 110 кВ Белый Уголь в объеме не менее 2,67 МВА путем строительства сетей связи на напряжении 10 кВ, что позволит обеспечить допустимый уровень  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Белый Уголь при расчетном ГАО 2,67 МВА. Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Белый Уголь не потребуется.

Перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) в объеме 11,30 МВА на новую ПС 110 кВ Золотушка позволит обеспечить допустимый уровень  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Эссентуки-2 при расчетном ГАО 5,76 МВА. Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Эссентуки-2 не потребуется.

Расширение ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) обеспечит:

- присоединение фактической максимальной нагрузки ПС 35 кВ Бештаугорец в объеме 2,87 МВА;

- перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Эссентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) с ПС 110 кВ Эссентуки-2 в объеме 11,30 МВА;

- присоединение перспективной нагрузки по ТП в суммарном объеме 4,14 МВА, в том числе к ПС 35 кВ Бештаугорец в объеме 2,45 МВА, к ПС 35 кВ Скачки-1 в объеме 1,33 МВА, ПС 35 кВ Юцкая в объеме 0,36 МВА;

- перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Горячеводская – Юцкая (Л-347) с ПС 110 кВ Горячеводская в объеме не менее 2,60 МВА;

- перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Белый Уголь в объеме не менее 2,67 МВА.

Перспективная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Золотушка составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,87 + 11,30 + 4,14 + 2,60 + 2,67 = 23,58 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

На новой ПС 110 кВ Золотушка необходимо установить два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает  $S_{\text{ном}}$  вновь устанавливаемых трансформаторов и составляет 94,32 % от  $S_{\text{ном}}$ .

В таблице 15 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 15 – Капитальные затраты на реализацию вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость в текущих ценах, млн руб. без НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		7680,80
1.1	Реконструкция ПС 110 кВ Эссентуки-2 с заменой существующих трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×63 МВА	Трансформатор 2×63 МВА Выключатели 110 кВ, разъединители 110 кВ, оборудование ОРУ 110 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	2719,27
1.2		Трансформатор 2×16 МВА	1726,51

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость в текущих ценах, млн руб. без НДС
	Реконструкция ПС 110 кВ Белый Уголь с заменой существующих трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА	Выключатели 110 кВ, разъединители 110 кВ, оборудование ОРУ 110 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	
1.3	Реконструкция ПС 110 кВ Горячеводская с заменой существующего трансформатора Тр2 1×25 МВА на трансформатор 1×40 МВА	Трансформатор 1×40 МВА Выключатели 110 кВ, разъединители 110 кВ, оборудование ОРУ 110 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	1631,59
1.4	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с заменой существующих трансформаторов 2×6,3 МВА на трансформаторы 2×16 МВА	Трансформатор 2×16 МВА Выключатели 35 кВ, разъединители 35 кВ, оборудование ОРУ 35 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	839,26
1.5	Реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с заменой существующих трансформаторов 2×4 МВА на трансформаторы 2×6,3 МВА	Трансформатор 2×6,3 МВА Выключатели 35 кВ, разъединители 35 кВ, оборудование ОРУ 35 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	764,18
2	<i>Вариант № 2</i>		6547,35
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр1 35/10 кВ и Тр2 35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	Трансформатор 2×25 МВА Прочее необходимое для новой ПС 110/35/10 кВ оборудование	3087,17
2.2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссенуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	2-х цепная ВЛ 110 кВ – 2,4 км	79,12
2.3	Реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр1 35/10 кВ и Тр2 35/10 кВ мощностью по 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	Трансформатор 2×25 МВА Прочее необходимое для новой ПС 110/35/10 кВ оборудование	3257,1
2.4	Строительство заходов ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Эссенуки-2 – Бештау с отпайками на ПС 110 кВ Золотушка	2-х цепная ВЛ 110 кВ – 4,0 км	123,96

В результате проведенного сравнительного анализа стоимостных показателей по рассматриваемым вариантам установлено, что для реализации варианта № 1 потребуется порядка 7680,08 млн руб. без НДС, при этом реконструкция ПС 110 кВ Эссенуки-2 очень затруднительна и проблематична из-за стесненных условий территории подстанции, а для реализации варианта № 2 потребуется порядка 6547,35 млн руб. без НДС.

С учетом экономической целесообразности предлагается выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110/35/10 кВ (с присвоением диспетчерского наименования ПС 110 кВ Джинал) и реконструкцию ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110/35/10 кВ (с присвоением диспетчерского наименования ПС 110 кВ Золотушка).

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями альтернативного варианта представлена на рисунке 5.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.



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

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

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

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ставропольского края для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы**

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

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

Таблица 16 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ставропольского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Жилые комплексы	ООО «Стройград»	0,0	10,0	10	2025	ПС 110 кВ Фармацевт

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края на период 2026–2031 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12283	12559	12902	13138	13229	13304	13368
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	276	343	236	91	75	64
Годовой темп прироста, %	–	2,25	2,73	1,83	0,69	0,57	0,48
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	12240	12516	12859	13095	13186	13261	13325
Абсолютный прирост потребления электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	–	276	343	236	91	75	64
Годовой темп прироста, %	–	2,25	2,74	1,84	0,69	0,57	0,48

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края прогнозируется на уровне 13368 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,41 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 343 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,73 %. Наименьший прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 64 млн кВт·ч или 0,48 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением производства сельскохозяйственной продукции;
- развитием туристической сферы;
- ростом объемов жилищного строительства и потребления населением.

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1990	2016	2033	2050	2063	2075	2084
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	26	17	17	13	12	9
Годовой темп прироста, %	–	1,31	0,84	0,84	0,63	0,58	0,43

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6151	6208	6325	6388	6392	6391	6394

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2031 году прогнозируется на уровне 2084 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 26 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 1,31 %; наименьший прирост мощности ожидается в 2031 году и составит 9 МВт или 0,43 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозном периоде останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется к 2031 году на уровне 6394 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.

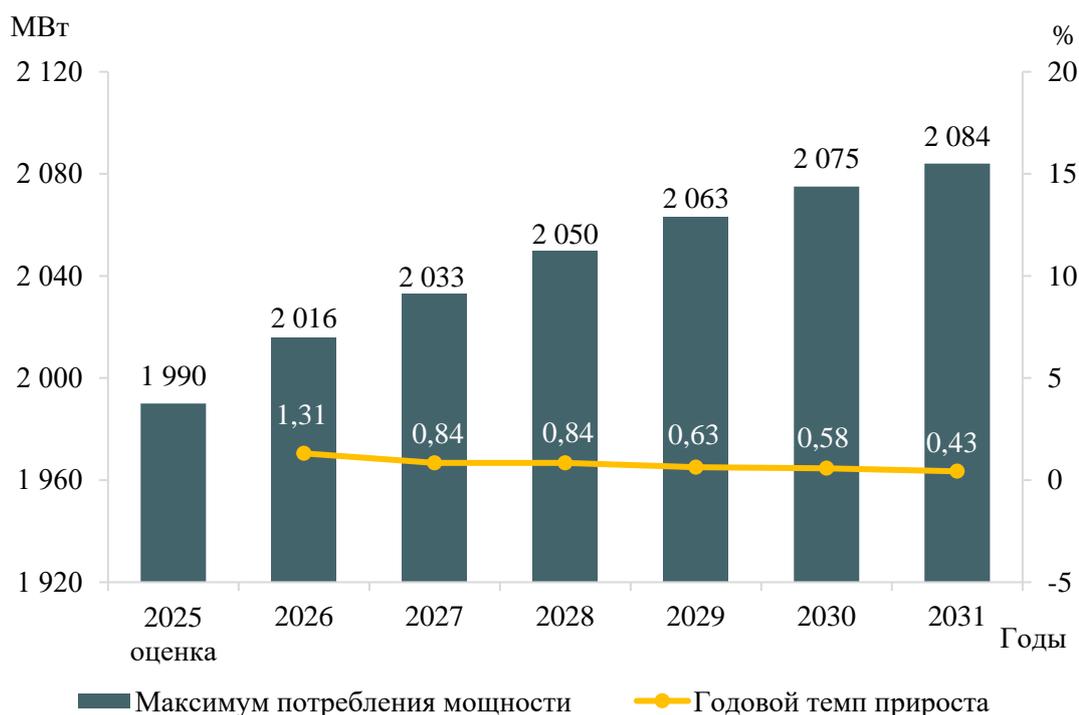


Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

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

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2026–2031 годах составляют 25 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Ставропольского края в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	25	–	–	–	–	25
ТЭС	–	–	25	–	–	–	–	25

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2025 году ожидаются в объеме 71,3 МВт.

В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края предусматриваются в объеме 50 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Ставропольского края в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	71,3	–	50	–	–	–	–	50
ВЭС	71,3	–	50	–	–	–	–	50

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 71,3 МВт в 2025 году и 50 МВт в 2027 году.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2026–2031 годов планируется в объеме 5,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2031 году составит 5652 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Ставропольского края по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 75,39 % до 73,59 %, доля ГЭС снизится с 8,73 % до 8,63 %, доля СЭС снизится с 1,8 % до 1,77 %. Доля ВЭС возрастет с 13,79 % до 15,68 %, доля ГАЭС возрастет с 0,29 % до 0,33 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена в таблице 21. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена на рисунке 8.

Таблица 21 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	5621,2	5627	5652	5652	5652	5652	5652
ГЭС	484,7	487,5	487,5	487,5	487,5	487,5	487,5
ГАЭС	15,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
ТЭС	4184,3	4184,3	4159,3	4159,3	4159,3	4159,3	4159,3
ВЭС	836,3	836,3	886,3	886,3	886,3	886,3	886,3
СЭС	100	100	100	100	100	100	100



Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ставропольского края с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь с установкой дополнительного выключателя 330 кВ и присоединением каждого из АТ-301 и АТ-303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 23 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Ставропольского края.

Таблица 23 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Ставропольского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-3», ООО «Агроком Холдинг», ООО СЗ «М Групп»	ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-3»	4	4
														ООО «Агроком Холдинг»	–	4,95
														ООО СЗ «М Групп»	–	1,5
2	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ставропольнефтегаз», ООО «Агрофирма «КИЦ»	ООО «Ставропольнефтегаз»	–	3,8
														ООО Агрофирма «КИЦ»	–	0,71
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Бештаугорская с заменой трансформаторов Тр1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Тр2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Мик Строй Инвест», физ. лиц	Физ. лицо	–	1,64
														Физ. лицо	–	1,9
														ООО СЗ «Мик Строй Инвест»	–	0,704
4	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Авион», ООО «Специализированный застройщик «ГеоСтрой-Юг»	ООО «Авион»	–	4,9
														ООО «Специализированный застройщик «ГеоСтрой-Юг»	–	4,9
5	Реконструкция ПС 110 кВ Заводская с заменой трансформаторов Тр1 110/10 кВ и Тр2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Союз-4», ООО «Специализированный застройщик «Уатати»	ООО «Специализированный застройщик «Союз-4»	–	4,0
														ООО «Специализированный застройщик «Уатати»	0,35	1,25

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
6	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо	Физ. лицо	–	2,45
7	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	–	4,8				
8	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восход – Рагули (Л-157) на Симоновскую ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км с образованием ВЛ 110 кВ Восход – Рагули с отпайкой на Симоновскую ВЭС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1,0	–	–	–	–	–	–	1,0	Обеспечение выдачи мощности Симоновской ВЭС	АО «ВетроОГК-3»	–	50,0

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

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

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ с заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ. лицо
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ставрополь-нефтегаз», ООО «Агрофирма «КИЦ»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Лвокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Тр1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Новопавловская-2 с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Ростовановская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
8	Реконструкция ПС 110 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Грачевская с заменой трансформатора Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора Тр3 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Красногвардейская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Плаксейка с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Реконструкция ПС 110 кВ Затеречная с заменой трансформатора Тр2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
14	Реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Бештау с отпайками на ПС 110 кВ Золотушка ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

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

В таблице 25 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [3], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [4], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 25 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство РУ 110 кВ Сотниковской ВЭС с трансформатором 110/35 кВ мощностью 80 МВА	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	–	80	Сотниковская ВЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	71,25
2	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС-Новая Деревня (Л-25) на Сотниковскую ВЭС проводом марки АС-185 ориентировочной протяженностью 7,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Новая Деревня с отпайкой на Сотниковскую ВЭС	110	км	7,8	–	–	–	–	–	–	–	7,8			

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

### 5.1 Исходные расчетные условия

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

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

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

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

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [7], п. 381, (таблица 26).

Таблица 26 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

## 5.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [8].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %.

Таблица 27 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						330 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Расширение ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь на одну ячейку и присоединением каждого из АТ-301 и АТ 303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»	–	–	–	–	–	ОРУ; 330-8 – 1 яч. (1 выключатель, 2 разъединителя) $I_{дл} = 600 \text{ А}$	–	–	379,40
Итого по варианту № 1									379,40
Вариант № 2									
Замена на ПС 330 кВ Ставрополь АТ-302 мощностью 125 МВА на автотрансформатор 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	–	–	–	330/110/10	1×200	–	–	–	848,86
Итого по варианту № 2									848,86

Таблица 28 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	379,40	848,86
<i>То же в процентах</i>	100 %	224 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	371,82	800,71
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	508,48	1124,53
<i>То же в процентах</i>	100 %	221 %

Таблица 29 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	379,40	126,47	126,47	126,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	379,40	126,47	126,47	126,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	371,82	0,00	0,00	0,00	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	371,82	0,00	0,00	0,00	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	751,22	126,47	126,47	126,47	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	508,48	126,47	117,10	108,43	14,76	13,66	12,65	11,72	10,85	10,04	9,30	8,61	7,97	7,38	6,84	6,33	5,86	5,43	5,02	4,65	4,31	3,99	3,69	3,42

Таблица 30 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>848,86</i>	282,95	282,95	282,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:		-																						
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	848,86	282,95	282,95	282,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																						
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	-	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>800,71</i>	0,00	0,00	0,00	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04
в том числе:		-																						
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	800,71	0,00	0,00	0,00	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1649,57</i>	282,95	282,95	282,95	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04
Ставка дисконтирования, %	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент дисконтирования	-	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1124,53</i>	282,95	261,99	242,59	31,78	29,43	27,25	25,23	23,36	21,63	20,03	18,54	17,17	15,90	14,72	13,63	12,62	11,69	10,82	10,02	9,28	8,59	7,95	7,36

Как видно из таблицы 28, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

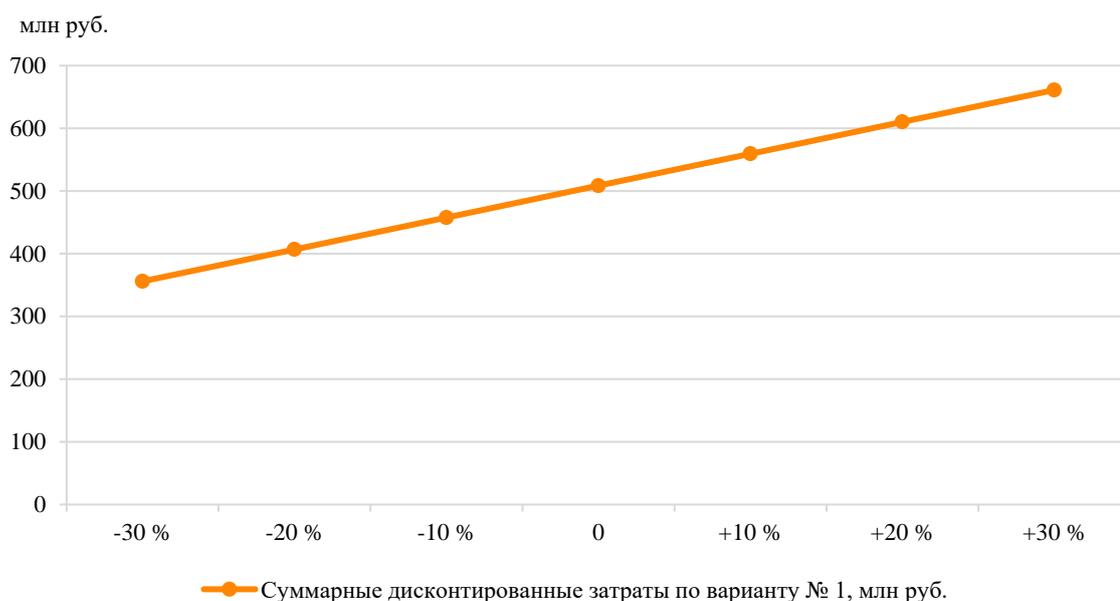
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

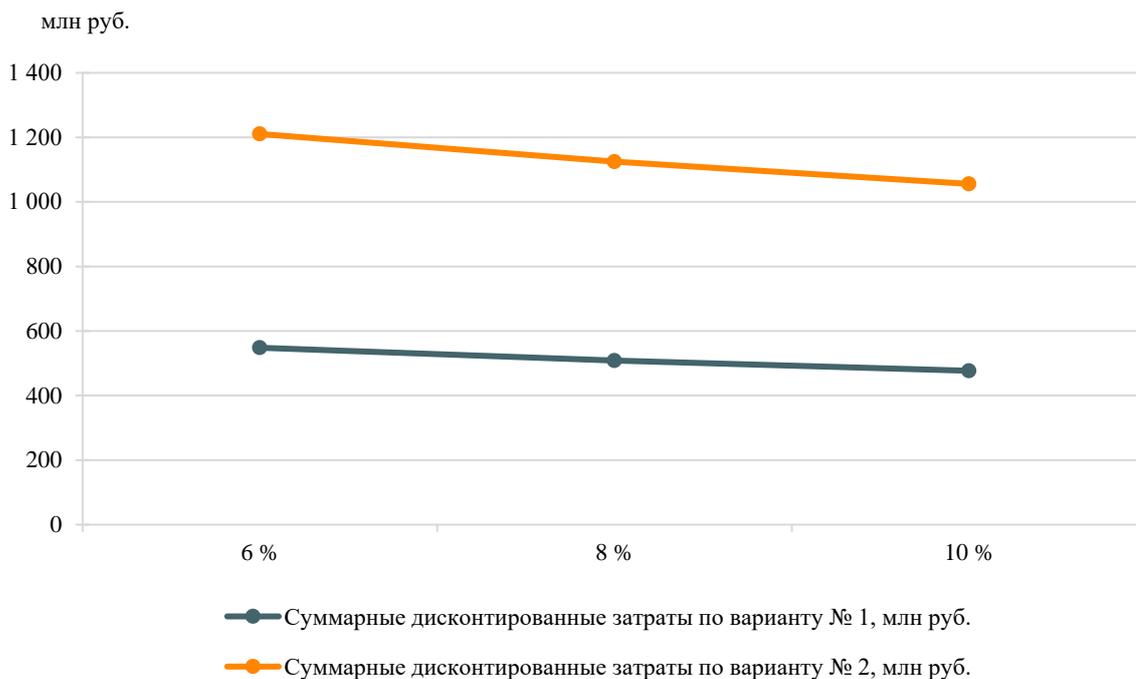
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 9.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	356	407	458	508	559	610	661

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 10.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	548	508	477
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1210	1125	1056

Рисунок 10 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 70 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 121 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 121 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-302 на ПС 330 кВ Ставрополь сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

### 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Западная

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [8].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 31 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Западная

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	10 кВ	6 кВ	
Вариант № 1 (установка на ПС 110 кВ Западная третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА)									
Установка на ПС 110 кВ Западная третьего трансформатора 110/10/6 кВ 16 МВА	–	–	–	110/10/6	1×16	–	–	–	255,19
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Западная на одну ячейку	–	–	–	–	–	110-12 / 1	1	1	
Итого по варианту № 1									255,19
Вариант № 2 (замена на ПС 110 кВ Западная Тр1 и Тр2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый)									
Замена на ПС 110 кВ Западная Тр1 и Тр2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	–	–	–	110/10/6	2×63	–	–	–	502,65
Итого по варианту № 2									502,65

Таблица 32 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	255,19	502,65
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>197 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	301,13	558,82
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	363,49	701,53
<i>То же в процентах</i>	<i>100 %</i>	<i>193 %</i>

Таблица 33 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Западная в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	255,19	85,06	85,06	85,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	255,19	85,06	85,06	85,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	301,13	0,00	0,00	0,00	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	301,13	0,00	0,00	0,00	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	556,32	85,06	85,06	85,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06	15,06
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	363,49	85,06	78,76	72,93	11,95	11,07	10,25	9,49	8,79	8,13	7,53	6,97	6,46	5,98	5,54	5,13	4,75	4,39	4,07	3,77	3,49	3,23	2,99	2,77

Таблица 34 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Западная в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	502,65	167,55	167,55	167,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	502,65	167,55	167,55	167,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	558,82	0,00	0,00	0,00	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	558,82	0,00	0,00	0,00	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1061,47	167,55	167,55	167,55	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94	27,94
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	701,53	167,55	155,14	143,65	22,18	20,54	19,02	17,61	16,30	15,10	13,98	12,94	11,98	11,10	10,27	9,51	8,81	8,16	7,55	6,99	6,47	5,99	5,55	5,14

Как видно из таблицы 32, наиболее экономичным вариантом реконструкции ПС 110 кВ Западная является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

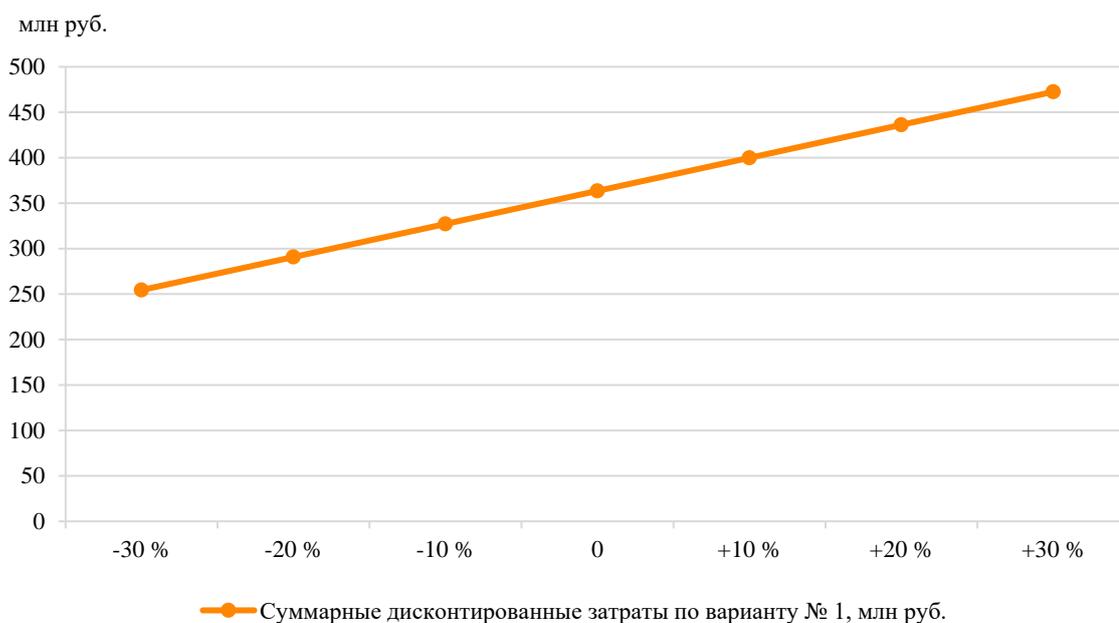
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

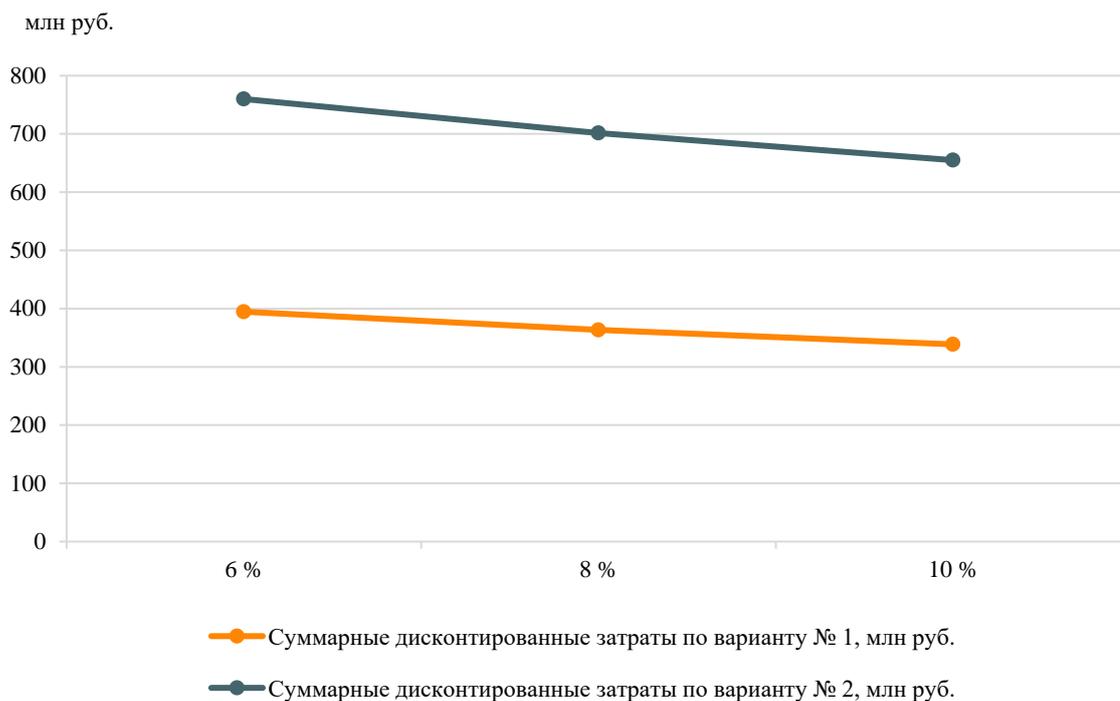
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	254	291	327	363	400	436	473

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 12.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	395	363	339
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	760	702	655

Рисунок 12 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 48 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 93 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 93 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Западная сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Ставропольского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2024 № 47@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2023 № 30@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 12.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ставропольского края по годам представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ставропольского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	12,84	1516,77	1313,47	2285,65	1621,76	245,12	0,00	6995,62

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

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [1];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [3] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Ставропольского края осуществляют свою деятельность 11 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 65 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ставропольского края), ГУП СК «Ставэлектросеть» и АО «Ставропольские городские электрические сети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – по 13 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ставропольского края).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Ставропольского края на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [5].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств,

---

<sup>1</sup> Постановления Региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 25.11.2022 № 83/4 и от 29.11.2024 № 65/3.

включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %

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

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 17.12.2024 № 65/4 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям Ставропольского края на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Ставропольского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ставропольского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Ставропольского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Ставропольском крае, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых)

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,3 %	2,9 %	1,5 %	0,7 %	0,5 %	0,5 %

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

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

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

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

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

последнего года утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ставропольского края представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Ставропольского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2057	2355	3097	4086	3714	3510
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	865	1095	1905	1351	204	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1057	1415	5004	3333	2228	1796

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 39 и на рисунке 13.

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

Таблица 39 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	25,1	28,1	30,1	31,7	33,3	34,9
НВВ	млрд руб.	23,1	25,1	27,3	32,4	34,4	35,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,0	-3,0	-2,9	0,7	1,2	1,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,30	3,59	3,79	3,96	4,13	4,31
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,04	3,20	3,43	4,04	4,28	4,43
Среднегодовой темп роста	%	–	105	107	118	106	104
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,26	-0,39	-0,36	0,08	0,15	0,12

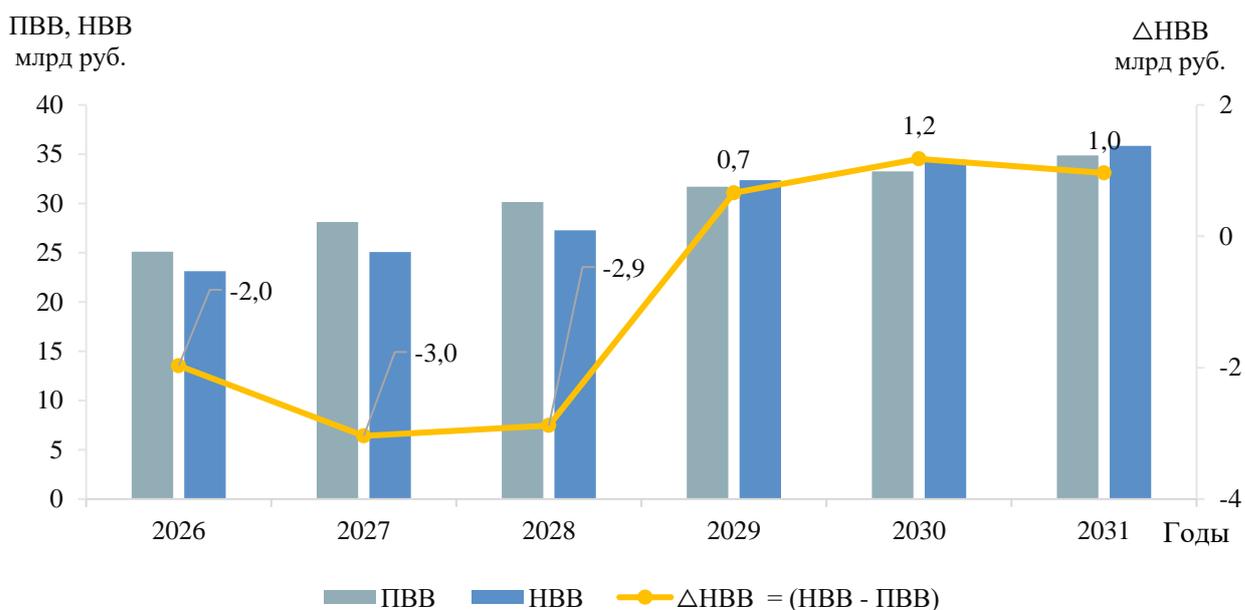


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 39, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки в период 2029–2031 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в Базовом и указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 1,9–23,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

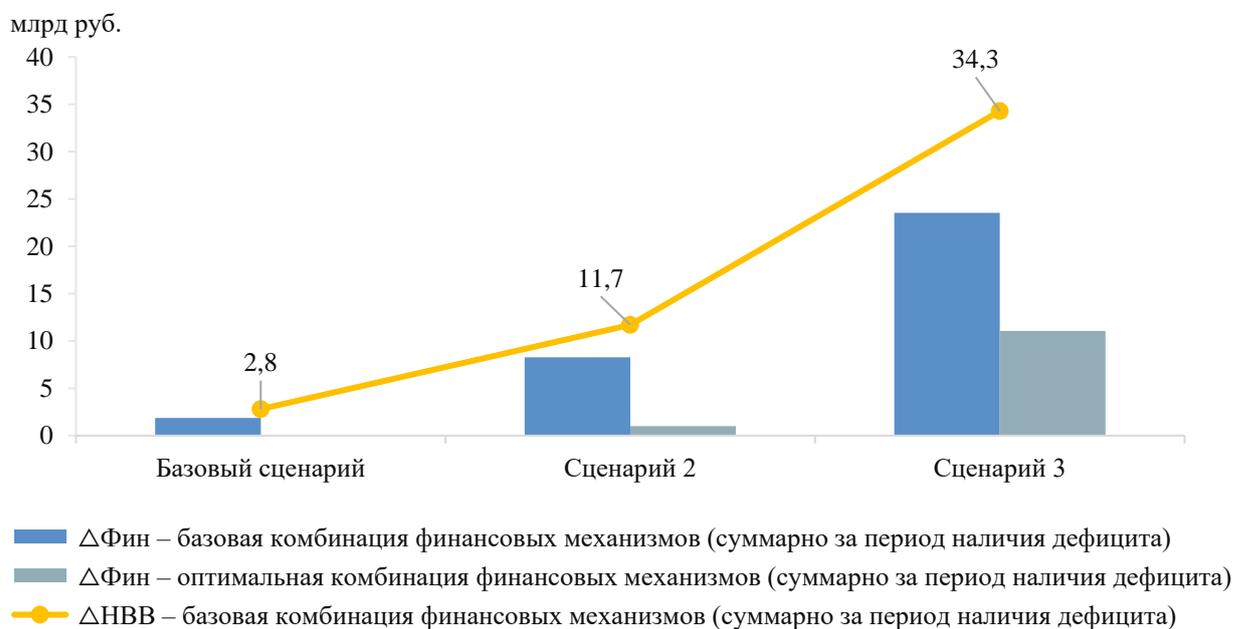


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ставропольского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	41 %	52 %

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	23 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	14 %	12 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 14, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 40) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края оценивается в 2031 году в объеме 13368 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,41 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2031 году увеличится и составит 2084 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,01 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6208–6394 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2031 году составит 5652 МВт.

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

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 21,6 км, трансформаторной мощности 262,6 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_51030/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов,

установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_383101/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28224/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

7. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_199581/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/) (дата обращения: 29.08.2025).

8. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт

«ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.121-2012.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 29.08.2025).

9. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

11. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.08.2025).

12. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Энергосистема Ставропольского края														
ГЭС-1	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,50	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
		2	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,50	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Установленная мощность, всего		-	-		37,0	37,0	37,00	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
ГЭС-2	ПАО «РусГидро»				-									
		1	РО-170-638А-250	46,0		46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		2	РО-170-638А-250	46,0		46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		3	РО-170-638А-250	46,0		46,0	46,00	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		4	РО-170-638А-250	46,0		46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
Установленная мощность, всего		-	-	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0		
ГЭС-3	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РО-75-728Б-В-250		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
		2	РО-75-728Б-В-250		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
		3	РО-75-728Б-В-250		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
Установленная мощность, всего		-	-	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0		
ГЭС-4	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РО-75-728Б-В-250		26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
		2	РО-75-728Б-В-250		26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
		3	РО-75-728Б-В-250		26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
Установленная мощность, всего		-	-	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0		
Егорлыкская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	ПР-40/587-В-330		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	ПР-40/587-В-330		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		-	-	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
Сенгилеевская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РО-45/3123-В-140 (РО 45-В-135)		4,5	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	Модернизация в 2026 г.
		2	ПР-45-В-160		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	РО-45/3123-В-140 (РО 45-В-135)		4,5	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		-	-	15,0	15,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9		
Свистухинская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	ПР-30-В-160		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ПР-30-В-160		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ПР-30-В-180		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		4	ПР-30-В-180		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
Установленная мощность, всего		-	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Орловская ГЭС (Восточные электросети)	ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго»			–									
		1	Ф-82 ГМ-84		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		2	Ф-82 ГМ-84		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		3	Ф-82 ГМ-84		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Ессентукская ГЭС (Центральные электросети)	ПАО «Россети Северный Кавказ» – «Ставропольэнерго»			–									
		1	Ф-300-ТФ		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		2	Ф-300-ТФ		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Кубанская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		2	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		3	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		4	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		5	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		6	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Ставропольская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут									
		1	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		2	К-300-240-2		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	
		3	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		4	К-300-240-2		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		5	К-300-240-2		304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	
		6	К-300-240-2		304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	304,0	
		7	К-300-240-2		305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
Невинномысская ГРЭС	ПАО «ЭЛС-Энерго»			Газ, мазут									
		1	ПТ-30/35-90/10-5М		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		2	ПТ-25/30-90/11		25,0	25,0	25,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	Р-50-130/20		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		бл. 6	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 7	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 8	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 9	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
		бл. 10	К-155-130		155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	
бл. 11	К-160-130	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0				
бл. 14	ПГУ	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4	431,4			
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	–
					1551,4	1551,4	1551,4	1526,4	1526,4	1526,4	1526,4	1526,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Кисловодская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»	1	P-6-35/5M-1	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		ГПА-1	JMS 620 GS-N.L.		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1		
		ГПА-2	JMS 620 GS-N.L.		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
ООО «Южная Энергетическая компания» (Лермонтовская ТЭЦ)	ЗАО «Южная энергетическая компания»	2	АП-4	Газ, мазут	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
		3	АП-4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		4	АП-4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		5	P-6-35/5M-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭЦ АО «Ставропольсахар»	АО «Ставропольсахар»	1	T2-6-2	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
Новотроицкая ГЭС	ПАО «РусГидро»	1	Ф123-ВБ-140	–	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	Ф123-ВБ-140		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
Егорлыкская ГЭС-2	ПАО «РусГидро»	1	PO 45-B-190	–	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		2	PO 45-B-190		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6		
		3	PO 45-B-190		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5		
		4	PO 45-B-190		3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
ГПЭС АО «Кавминстекло»	АО «Кавминстекло»	1	JSM 612-GS-N.LC	Газ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		2	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		3	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		4	JSM 612-GS-N.LC		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
Запикетная ГПА-ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»	2	GES-EH 1750 G	Газ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		3	GES-EH 1750 G		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–		
Буденновская ТЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»	1, 2, 3	ПГУ	Газ	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0		
		Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
Кочубеевская ВЭС	АО «ВетроОГК»												
		1–4	LP2 L100-2,5 (LP2)		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		5–12	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		13–20	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		21–28	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		29–36	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		37–44	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		45–52	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		53–60	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		61–68	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		69–76	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		77–84	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		–	–		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
Барсучковская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	S1/1780-300		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	S1/1780-300		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	S1/1780-300		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Старомарьевская СЭС	ООО «Стар Проджектс»												
		1 очередь (Ташла)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		1 очередь (Калиновка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2 очередь (Грачевка)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		2 очередь (Красная)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		3 очередь (Кизилровка)	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5 очередь (Дубовка)	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		6 очередь (Надежда)	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Проснянская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»												
		1	PO140-Г-105		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Установленная мощность, всего		–	–		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Горько-Балковская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»												
		1	PO45-Г-135		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		2	PO45-Г-135		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		3	PO45-Г-135		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Бондаревская ВЭС	АО «ВетроОГК»												
		1–8	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9–16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17–24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25–32	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33–48	LP2 L100-2,5		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		–	–		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
Кармалиновская ВЭС	АО «ВетроОГК»			-										
		1-8	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Берестовская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			-										
		1-8	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Кузьминская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			-										
		1-16	LP2 L100-2,5		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-32	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33-40	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		41-48	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		49-56	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		57-64	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0		
Труновская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			-										
		1-8	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9-16	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-38	LP2 L100-2,5		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Установленная мощность, всего		-	-		95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0		
Медвеженская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»			-										
		1-8	LP2 L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9-24	LP2 L100-2,5		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Симоновская ВЭС	АО «ВетроОГК-3»			-										
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1977)					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		-	-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Сотниковская ВЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»			-										
			ВЭУ (код ГТП GVIE1336)			71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		-	-			71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
1	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1123,79	1123,79
2	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	2028 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1123,79	1123,79

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
3	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	2027 <sup>3)</sup>	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	189,36	186,90
4	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	517,34	517,34
5	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Тр1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	158,50	158,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новопавловская-2 с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,86	234,86
7	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ростовановская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	469,72	469,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
8	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	469,72	469,72
9	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Грачевская с заменой трансформатора Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,86	234,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
10	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора Тр3 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	336,73	336,73
11	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Красногвардейская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	469,72	469,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
12	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Плаксейка с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,86	234,86
13	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Затеречная с заменой трансформатора Тр2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	234,86	234,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
14	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2029 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1844,40	1844,40
15	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссентуки-2 – Бештау с отпайками на ПС 110 кВ Золотушка ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2029 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
16	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь с установкой дополнительного выключателя 330 кВ и присоединением каждого из АТ-301 и АТ-303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	479,36	479,36

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

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