

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 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 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 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.....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
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	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	27
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	27
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	27
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.....	28
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	29
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	29
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	31

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	34
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
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	36
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	38
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	38
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	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	44
7.1	Основные подходы.....	44
7.2	Исходные допущения.....	45
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	45
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	49
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	54
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	56

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	61
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГУП	–	государственное унитарное предприятие
ГЭС	–	гидроэлектростанция
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
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики

СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	– солнечная электростанция
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	– 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ставропольского края на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение 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 – 2 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.;

– 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 – 3 шт., КВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 7 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»)	160,9
Более 50 МВт	
РИП «Невинномысск»	71,4
ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» (ООО «Ставролен»)	58,8
ООО «Солнечный Дар»	74,8
Более 10 МВт	
АО «Монокристалл»	19,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края на 01.01.2023 составила 5272,8 МВт, в том числе: ГЭС – 484,6 МВт, ТЭС – 4178,2 МВт, ВЭС – 510,0 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (отсоединение)	
Всего	5215,0	60,0	–	–	-2,2	5272,8
ГЭС	484,6	–	–	–	–	484,6
ТЭС	4180,4	–	–	–	-2,2	4178,2
ВИЭ – всего	550,0	60,0	–	–	–	610,0
ВЭС	450,0	60,0	–	–	–	510,0
СЭС	100,0	–	–	–	–	100,0

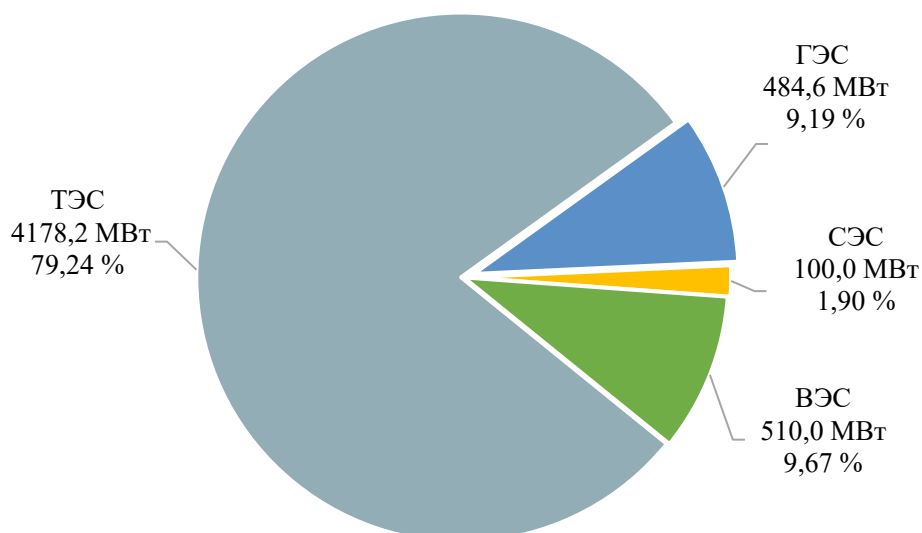


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10594	10355	10238	11033	11286
Годовой темп прироста, %	1,57	-2,26	-1,13	7,77	2,29
Максимум потребления мощности, МВт	1646	1592	1714	1772	1769
Годовой темп прироста, %	-1,26	-3,28	7,66	3,38	-0,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6436	6504	5973	6226	6380
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	15.01 11:00	25.06 14:00	09.12 10:00	21.07 15:00	20.01 18:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-6,3	27	-2	31,5	-4,6

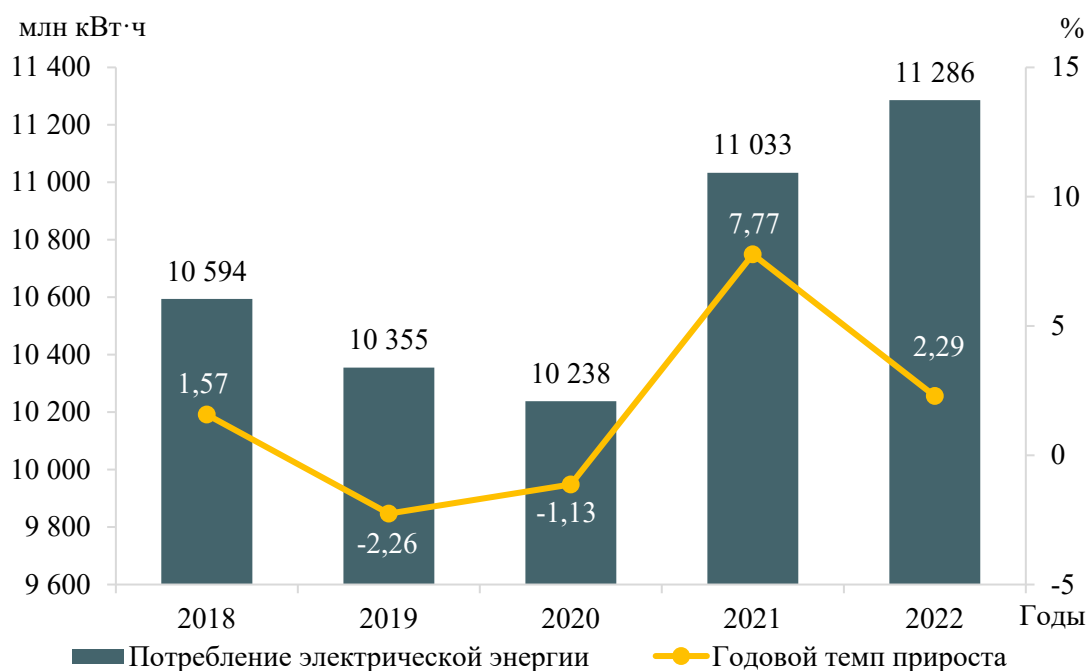


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

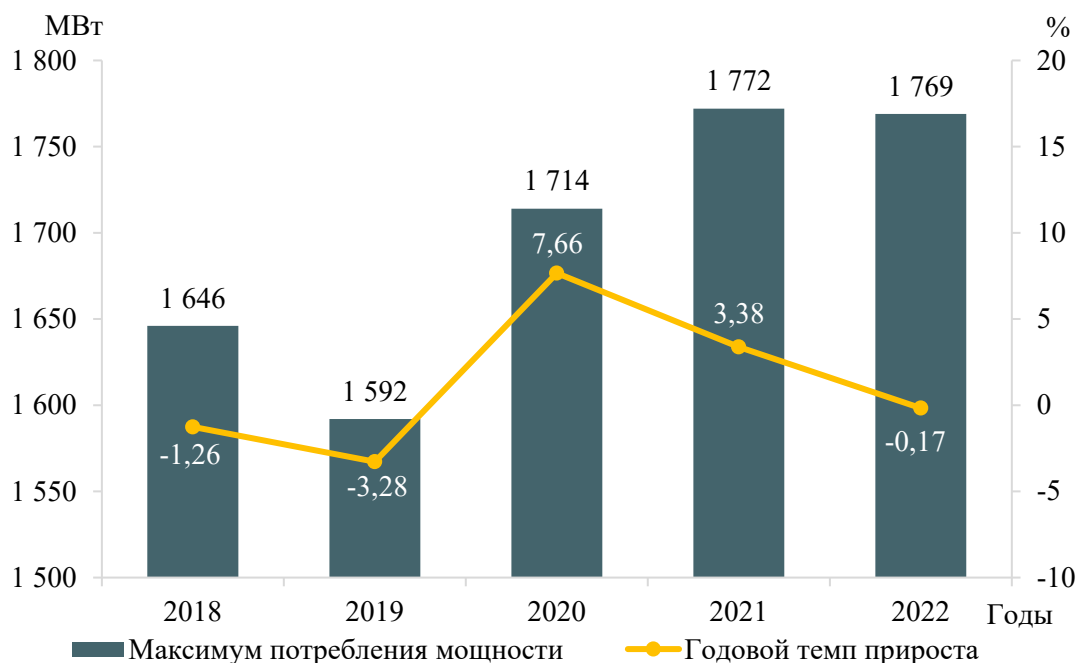


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ставропольского края увеличилось на 856 млн кВт·ч и составило в 2022 году 11286 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,59 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,77 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 2,26 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края вырос на 102 МВт и составил 1769 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,19 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 7,66 % в 2020 году и обусловлен переходом прохождения годового максимума с летнего периода на зимний. Наибольшее годовое снижение мощности 3,28 % в 2019 году связано с прохождением годового максимума в летний период и теплой зимой. Максимум зимнего периода 2019 года на 3 МВт меньше годового максимума. В 2021 году годовой максимум потребления мощности зафиксирован при ТНВ выше обеспеченности 98 % для теплого периода.

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

- увеличением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- прохождением максимального годового потребления мощности как в зимний, так и в дневные часы летнего периода;
- ростом потребления в обрабатывающем производстве, в том числе предприятиями по производству химических веществ и химических продуктов;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- увеличением потребления при транспортировке нефти и нефтепродуктов АО «КТК-Р».

1.5 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 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ставропольского края приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	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

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ставропольского края отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-1,2
	20.06.2018	23,9
2019	18.12.2019	3,3
	19.06.2019	26,6
2020	16.12.2020	1,4
	17.06.2020	22,2
2021	15.12.2021	2,5
	16.06.2021	23,6
2022	21.12.2022	-4,1
	15.06.2022	21,0

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 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Ачикулак	110/35/10	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1982	50	5,38	5,87	6,32	5,35	3,69	5,38	5,09	3,80	3,70	5,04	4,5
			Тр2	ТМТН-6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	1978	88	3,83	3,66	4,89	3,83	2,90	3,48	3,94	2,92	5,53	3,79	
2	ПС 110 кВ Левокумская	110/35/10	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1978	100	4,94	2,77	2,21	2,88	3,48	4,63	5,31	2,52	2,93	2,98	0
			Тр2	ТДТН-6300/110/35/10	115/38,5/11	6,3	1978	63	2,69	4,75	4,87	4,57	5,33	2,71	3,51	6,15	5,31	5,11	
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	110/35/10	Тр1	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1984	100	5,15	3,92	5,33	5,40	6,40	5,19	4,79	0,00	4,60	5,79	3
			Тр2	ТДТН-40000/110/35/6	115/38/6,6	40	1979	75	29,77	32,00	30,73	28,96	28,46	22,74	24,91	25,48	22,94	21,22	

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода 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	1982	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТМТН-6300/110/35/10	1978	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Левокумская	Тр1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-6300/110/35/10	1978	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	Тр1	ТДТН-25000/110/35/6	1984	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110/35/6	1979	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Ачикулак	2020	11,21	ПС 110 кВ Ачикулак	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,067	0,013	0,4, 10	0,007	12,17	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07
				ПС 110 кВ Ачикулак	ООО «Ставрополь-нефтегаз»	№Д-2-14-0573	24.11.2014	2025	1,9 (к ПС 110 кВ Ачикулак)	0	35	1,71						
				ПС 35 кВ Новкус-Артезиан	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,005	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Кара-Тюбе	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	1,38	0,12	10	0,138						
2	ПС 110 кВ Левокумская	2019	8,82	ПС 110 кВ Левокумская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023, 2024	1,548	0	10	0,155	9,05	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95
				ПС 110 кВ Левокумская	ООО «Ставрополь-нефтегаз»	№Д-2-14-0573	24.11.2014	2025	1,9 (к ПС 110 кВ Левокумская)	0	35	1,71						
				ПС 35 кВ Правокумская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,4	0	10	0,040						
				ПС 35 кВ Владимировская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,005	0,004	0,4	0,001						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	
3	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	2020	36,05	ПС 110 кВ Мин-Воды-2	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023, 2024	0,956	0,004	0,4	0,096	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	40,04	
				ПС 110 кВ Мин-Воды-2	ГУП СК «СТАВЭЛЕКТРОСЕТЬ»	578/2018	07.12.2018	2024	0,65	14,485	6	0,065							
				ПС 110 кВ Мин-Воды-2	ООО «Производственная компания ОЛПАК»	32548/2021/С	ТВ/ЦЭС/МРЭС	05.07.2021	2023	4,54	0,36	6							3,18
				ПС 110 кВ Мин-Воды-2	ООО «АЛВИСА»	33042/2021/С	ТВ/ЦЭС/МРЭС	20.10.2021	2023	1,208	0	6							0,121
				ПС 35 кВ Овощевод	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,15	0,015	0,4, 10	0,015							
				ПС 35 кВ Бутылочный завод	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,849	0,6	0,4, 6	0,085							
				ПС 35 кВ Нагутская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,022	0	0,4	0,002							
				ПС 35 кВ Марьины Колодцы	ТУ на ТП менее 670 кВт			2023	0,225	0	0,4	0,023							

ПС 110 кВ Ачикулак.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 11,21 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 156,1 % (98,3 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Тр2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,5 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Тр2 в ПАР отключения трансформатора Тр1 составит 93,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Тр2.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,152 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,86 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,21 + 2,86 + 0 - 4,5 = 9,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 133,2 % (83,9 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Тр2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ачикулак ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Ачикулак расчетный объем ГАО составит 2,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр2 на трансформатор мощностью не менее 9,57 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 реконструкцию 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Левокумская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 8,82 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 148,8 % (93,8 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Тр2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,6°C и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,941.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,12 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 8,82 + 2,12 + 0 - 0 = 10,94 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 184,6 % (116,3 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Левокумская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр1 на ПС 110 кВ Левокумская расчетный объем ГАО составит 5,01 МВА, в случае аварийного отключения трансформатора Тр2 на ПС 110 кВ Левокумская расчетный объем ГАО составит 1,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 10,94 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 реконструкцию 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год (2025 год – по планируемому сроку реализации ТП ООО «Ставропольнефтегаз»).

ПС 110 кВ Мин-Воды-2.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 36,05 МВА. В ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 79,1 % (126,5 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Тр1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,14.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Тр1 мощностью 25 МВА в ПАР отключения трансформатора Тр2 мощностью 40 МВА составит 116 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Тр1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,986 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 36,05 + 3,986 + 0 - 3 = 37,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Тр1 (Тр2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Тр2 (Тр1) составит 81,2 % (130 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора Тр1.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мин-Воды-2 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Тр2 мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Мин-Воды-2 расчетный объем ГАО составит 8,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Тр1 на трансформатор мощностью не менее 37,04 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 реконструкцию 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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).

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Эссентуки-2 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 63,05 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,72 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,3 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 64,35 МВА. Таким образом, В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 139,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 63,05 + 1,3 + 0 - 0 = 64,35 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Эссентуки-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Эссентуки-2 расчетный объем ГАО составит 18,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 64,35 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 80 МВА.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 9,45 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с данными, предоставленными ПАО «Россети Северный Кавказ», коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ 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 1,98 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 9,67 МВА. Таким образом, В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146,2 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов. Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 9,45 + 0,22 + 0 - 0 = 9,67 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 расчетный объем ГАО составит 3,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Тр1 и Тр2 на трансформаторы мощностью не менее 9,67 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 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый на ПС 110 кВ Ессентуки-2 и выполнить замену существующих силовых трансформаторов Тр1 35/10 кВ и Тр2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 (вариант № 1).

Одновременно в работе рассмотрен альтернативный вариант с реконструкцией ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 и переводом её на напряжение 110 кВ со строительством заходов 110 кВ и отпайки 35 кВ (вариант № 2).

В таблице 10 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 10 – 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>		1250,00
1.1	Реконструкция ПС 110 кВ Эссендуки-2 с заменой существующих трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×80 МВА	Трансформатор 2×80 МВА	615,00
		Выключатели 110 кВ, разъединители 110 кВ, оборудование ОРУ 110 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	250,00
1.2	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с заменой существующих трансформаторов 2×6,3 МВА на трансформаторы 2×10 МВА	Трансформатор 2×10 МВА	220,00
		Выключатели 35 кВ, разъединители 35 кВ, оборудование ОРУ 35 кВ, оборудование РУ 10 кВ, РЗА	165,00
2	<i>Вариант № 2</i>		937,00
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	645,00
2.2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Эссендуки-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	77,00
2.3	Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ Эссендуки-2 – Скачки-1 (Л-345) до ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 10 км	ВЛ 35 кВ – 10 км	215,00

В результате проведенного сравнительного анализа стоимостных показателей по рассматриваемым вариантам установлено, что для реализации варианта № 1 потребуется порядка 1250 млн руб. без учета НДС, при этом реконструкция ПС 110 кВ Эссендуки-2 очень затруднительна и проблематична из-за стесненных условий территории подстанции, а для реализации варианта № 2 потребуется порядка 937 млн. руб. без учета 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), что 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). Присоединение подстанции к сети 110 кВ предусматривается выполнить путем строительства заходов от ВЛ 110 кВ Эссендуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) протяженностью около 2×2,4 км.

Для присоединения подстанции к сети 35 кВ рекомендуется подключить к новой подстанции 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. Кроме того, необходимо построить участок ВЛ 35 кВ (протяженность около 10 км) от ПС 110 кВ Джинал до ВЛ 35 кВ Эссендуки-2 – Скачки-1 (Л-345) и образовать новую ВЛ 35 кВ

Ессентуки-2 – Скачки-1 с отпайкой на ПС Джинал (Л-345) с нормальным разрывом на ПС 110 кВ Джинал.

Строительство новой ПС 110 кВ Джинал обеспечит перевод нагрузки (ПС 35 кВ Ясная Поляна-1, ПС 35 кВ Т-308) с ПС 110 кВ Ессентуки-2 в объеме 13,8 МВА (по данным ЗРД 2022) в нормальном режиме, а в ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ессентуки-2 полностью снять превышение $S_{\text{ддн}}$ оставшегося в работе трансформатора путем перевода нагрузки 11,84 МВА ВЛ 35 кВ Ессентуки-2 – Скачки-1 (Л-345) на ПС 110 кВ Джинал в кратчайшие сроки.

На новой ПС 110 кВ Джинал необходимо установить два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. В ПАР отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джинал загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями альтернативного варианта представлена на рисунке 4.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	110/35/10	Тр1	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	1972	63	23,46	23,67	20,76	19,50	18,86	12,77	18,99	14,45	19,86	17,31	0
			Тр2	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	1978	50	39,59	28,97	30,79	34,11	37,13	32,68	30,77	23,63	26,97	29,85	
2	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	35/10	Тр31	ТМН-6300/35/10	35/11	6,3	2014	100	3,10	2,35	2,78	2,67	0,73	2,76	2,76	5,48	0,93	2,35	0
			Тр32	ТМН-6300/35/10	35/11	6,3	1991	93	6,35	3,20	2,73	3,47	4,74	2,55	1,99	0,00	2,54	2,95	

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода 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	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Тр2	ТДТН-40000/110/35/10	1978	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	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 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Эссентуки-2	2018	63,05	ПС 110 кВ Эссентуки-2	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	1,121	0,015	0,4	0,112	64,12	64,35	64,35	64,35	64,35	64,35
				ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	1,984	0	0,4, 10	0,198						
				ПС 35 кВ Гражданская	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	0,087	0,018	0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Орбельяновская	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	0,328	0,010	0,4, 10	0,033						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	1,689	0,524	0,4, 10	0,169						
				ПС 35 кВ Бештаугорец	ЗАО «Доринда»	№421/2014	30.09.2014	2025	2,139	0	35	0,214						
				ПС 35 кВ Бештаугорец, ПС 110 кВ Ново-Бештаугорская	ООО «Стройинвест»	№129/2014	07.03.2014	2023	1,0 (к ПС 35 кВ Бештаугорец)	0	10	0,4						
ПС 35 кВ Юцкая	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	2,37	0,122	0,4, 10	0,237										
2	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	2018	9,45	ПС 35 кВ Ясная Поляна-1	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2023	1,984	0	0,4, 10	0,198	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67

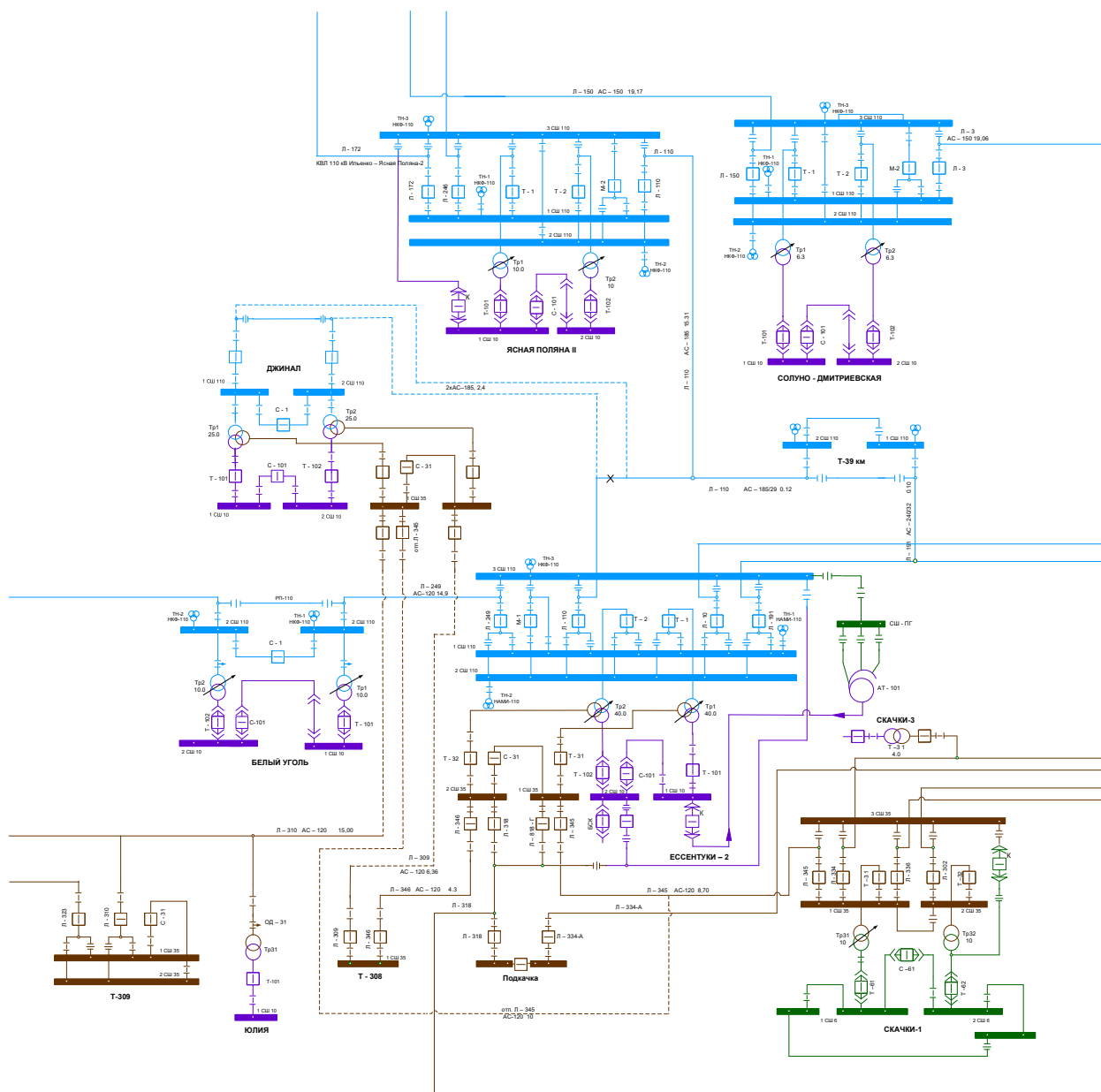


Рисунок 4 – Нормальная схема соединений электрической сети 35–110 кВ рассматриваемого района с реализованными мероприятиями варианта № 2

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 2024–2029 годы

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

В таблице 14 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ставропольского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – 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	Тепличный комплекс Солнечный Кисловодск	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	0,0	13,9	110	2023	ПС 330 кВ Ильенко (ПС 110 кВ Ефимовская)
2	Жилые комплексы	ООО «Стройград»	0,0	10,0	10	2024	ПС 110 кВ Фармацевт

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края на период 2024–2029 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11320	11621	11774	11851	11884	11935	11994
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	301	153	77	33	51	59
Годовой темп прироста, %	–	2,66	1,32	0,65	0,28	0,43	0,49
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	11280	11581	11734	11811	11844	11895	11954
Абсолютный прирост потребления электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	–	301	153	77	33	51	59
Годовой темп прироста, %	–	2,67	1,32	0,66	0,28	0,43	0,50

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ставропольского края прогнозируется на уровне 11994 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 301 млн кВт·ч или 2,66 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 33 млн кВт·ч или 0,28 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – 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 в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1973	1813	1819	1824	1825	1828	1842
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-160	6	5	1	3	14
Годовой темп прироста, %	–	-8,11	0,33	0,27	0,05	0,16	0,77

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5717	6388	6451	6475	6490	6507	6490

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2029 году прогнозируется на уровне 1842 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,58 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2029 году и составит 14 МВт или 0,77%; наибольшее снижение мощности составит 160 МВт в 2024 году или 8,11 %.

Годовой режим потребления электрической мощности энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется к 2029 году на уровне 6490 ч/год против 6338 ч/год в 2024 году.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

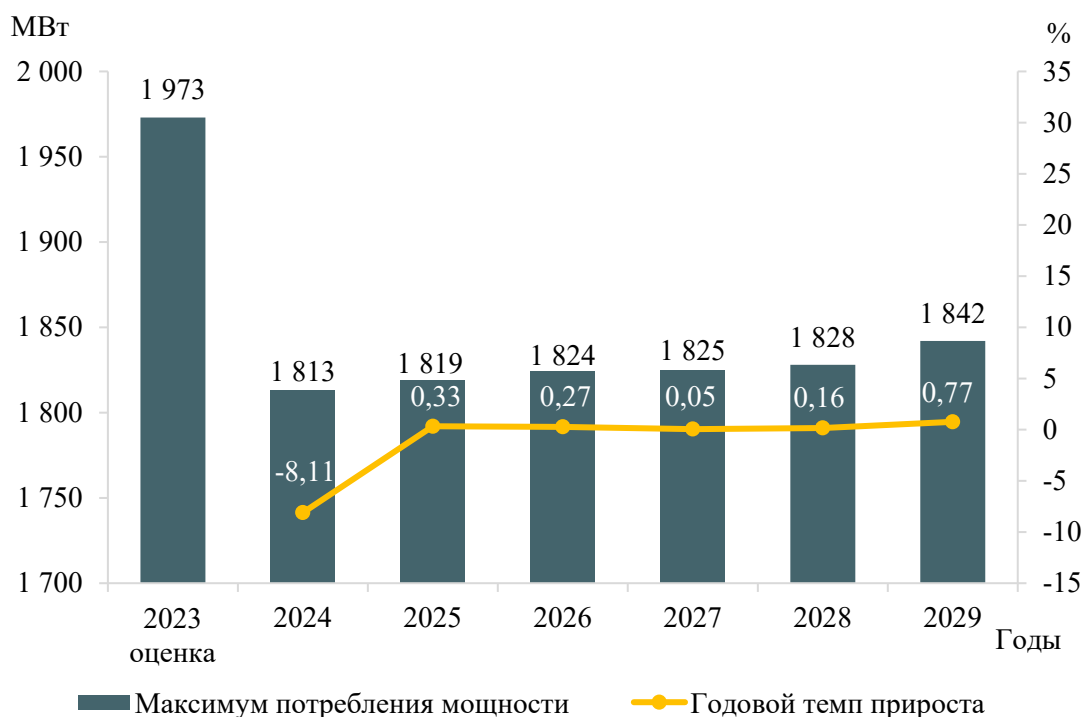


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2023 году ожидаются в объеме 35 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 128,8 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Ставропольского края в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Ставропольского края	35,0	–	128,8	–	–	–	–	128,8
ВИЭ – всего	35,0	–	128,8	–	–	–	–	128,8
ВЭС	35,0	–	128,8	–	–	–	–	128,8

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривается за счет строительства ВЭС в 2023 году в объеме 35 МВт и в период 2024–2029 годов в объеме 128,8 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2029 году составит 5684,7 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Ставропольского края по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 79,24 % до 73,61 %, доля ГЭС с 9,19 % до 8,91 %, доля СЭС с 1,90 % до 1,76 %. Доля ВЭС возрастет с 9,67 % в отчетном году до 15,72 % в 2029 году.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края представлена на рисунке 7.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Ставропольского края	5549,9	5549,9	5681,7	5684,7	5684,7	5684,7	5684,7
ГЭС	500,6	500,6	503,6	506,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	4184,3	4184,3	4184,3	4184,3	4184,3	4184,3	4184,3
ВИЭ – всего	865,0	865,0	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ВЭС	765,0	765,0	893,8	893,8	893,8	893,8	893,8
СЭС	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

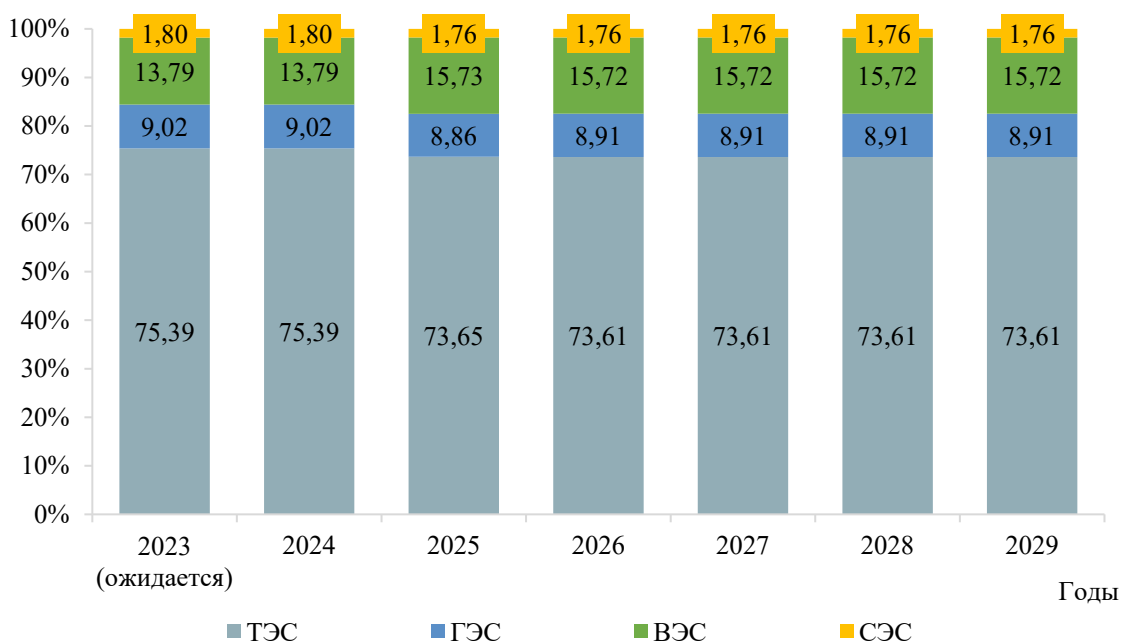


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ставропольского края

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 2024–2029 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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ставропольского края не требуются.

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 19 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 19 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Ефимовская с установкой одного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	ООО ТК «Солнечный Кисловодск»	–	13,9
2	Строительство ВЛ 110 кВ Ильенко – Ефимовская ориентировочной протяженностью 17,2 км		110	км	17,2	–	–	–	–	–	–	17,2			–	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-1»	ООО «Специализированный застройщик Эвилин КМ-1»	–	8
4	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ НПС-5 – Безопасная на Труновскую ВЭС ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	6 ¹⁾	–	–	–	–	–	–	6	Обеспечение выдачи мощности Труновской ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	–	95
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГЭС-4 – Южная (Л-64) на Кузьминскую ВЭС ориентировочной протяженностью 8,8 км	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×8,8 ²⁾	–	–	–	–	–	–	17,6	Обеспечение выдачи мощности Кузьминской ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	–	160
6	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	10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО РН «Ставропольнефтегаз»	ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	–	3,8
7	Реконструкция 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»	110	МВА	40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Производственная компания ОЛПАК», ООО «Алвиса», ГУП СК «Ставэлектросеть»	ООО «Производственная компания ОЛПАК»	–	4,9
														ООО «АЛВИСА»	0,6	1,2
														ГУП СК «Ставэлектросеть»	15,2	5,28
8	Строительство новой ПС 110 кВ Плодовая с установкой трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Югпромовощ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Югпромовощ»	ООО «Югпромовощ»	–	6
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кинжал – Солуно-Дмитриевская с отпайкой на ПС Луч на ПС 110 кВ Плодовая ориентировочной протяженностью 15 км	ООО «Югпромовощ»	110	км	15	–	–	–	–	–	15					
10	Реконструкция ПС 110 кВ Аэропорт с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью по 10 МВА каждый	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Кредитинвест»	ООО «Кредитинвест»	–	3,65

Примечания

1 ¹⁾ Введена в эксплуатацию 11.08.2023.

2 ²⁾ Введена в эксплуатацию 13.05.2023.

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 для обеспечения 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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2023–2028 гг.	Основное назначение
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
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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ 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»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	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

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 21 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 21 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
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»	71,3
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			
3	Строительство РУ 110 кВ Симоновской ВЭС с трансформатором 110/35 кВ мощностью 63 МВА	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	Симоновская ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	57,5
4	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	110	км	–	–	1,0	–	–	–	–	1,0			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 09.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 25.11.2022 № 33@ инвестиционной программы ПАО «Россети Северный Кавказ» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Северный Кавказ», утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2021 № 34@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 [6];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории Ставропольского края осуществляют свою деятельность 16 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 68 % в суммарной НВВ сетевых организаций Ставропольского края) и ГУП СК «Ставэлектросеть» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 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 [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

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

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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 тарифов¹, 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

¹ Постановление региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 25.11.2022 № 83/4 и от 24.12.2019 № 74/3.

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 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства –20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – 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/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² 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
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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением Региональной тарифной комиссии Ставропольского края от 25.11.2022 № 83/5 (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 Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 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).

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	4,2 %	1,0 %	1,0 %	-0,2 %	0,7 %	-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.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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 Ставропольского края представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Ставропольского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	670	675	733	686	686	686
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	57	60	63	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	739	759	815	617	617	617

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 25 и на рисунке 8.

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 25 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	17,0	18,3	19,4	20,2	20,9	21,6
НВВ	млрд руб.	16,5	17,0	17,5	18,0	18,3	18,6
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,5	-1,3	-1,8	-2,2	-2,6	-3,0

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
Среднегодовой темп роста	%	–	107	105	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
Среднегодовой темп роста	%	–	102	102	103	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4

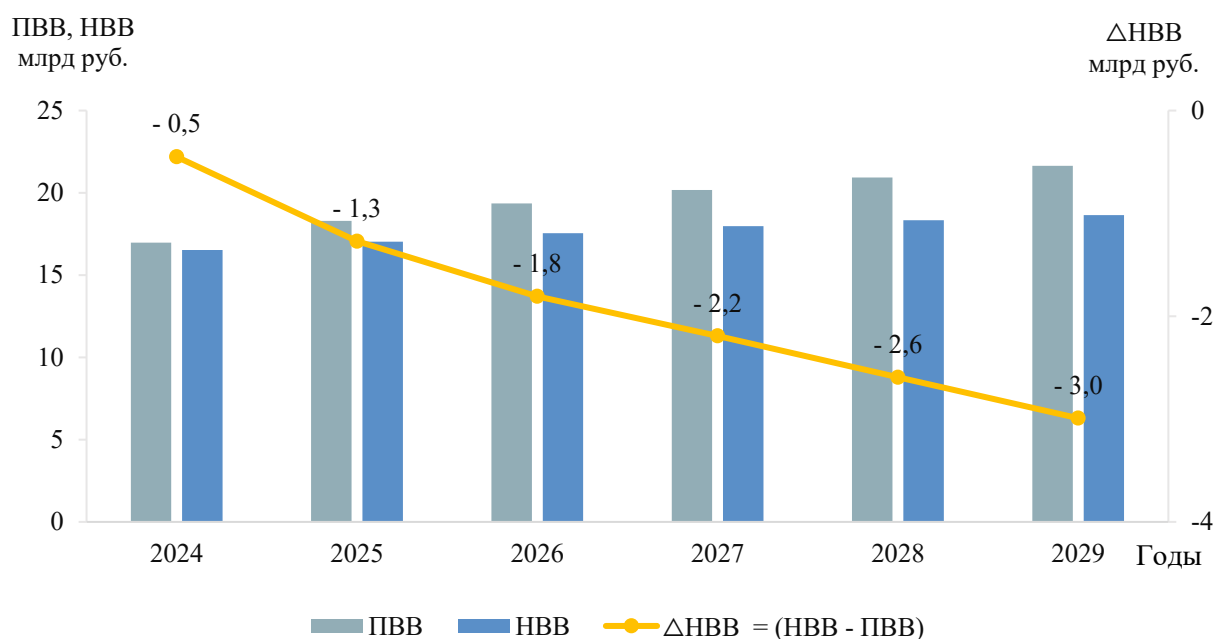


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Ставропольского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 25, в прогнозном периоде определяется достаточность 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения и снижения на 2 процентных пункта темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1, сценарий 2) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,9 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

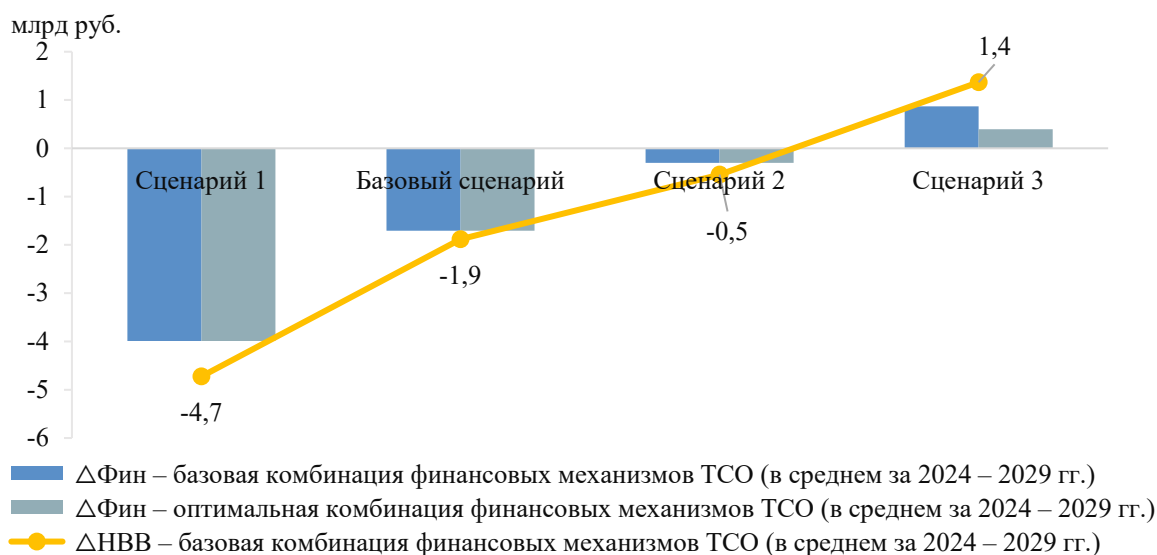


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Ставропольского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	82 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 26).

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 2029 году в объеме 11994 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,87 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ставропольского края к 2029 году увеличится и составит 1842 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,58 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ставропольского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6388–6507 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в 2023 году ожидаются в объеме 35 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 128,8 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ставропольского края в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ставропольского края в 2029 году составит 5684,7 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 69,4 км, трансформаторной мощности 337 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
						Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Ставропольского края													
ГЭС-1	ПАО «РусГидро»												
		1	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
		2	РО-75-В-250		18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Установленная мощность, всего		–	–		37,0	37,0	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	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		2	РО-170-638А-250		46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	
		3	РО-170-638А-250		46,0	46,0	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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО-75-728Б-В-250		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	РО-75-728Б-В-250		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	
Установленная мощность, всего		–	–		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	
		2	ПР-40/587-В-330		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	
Сенгилеевская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	РО-45/3123-В-140		4,5	4,5	4,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Модернизация в 2025 г.
		2	ПР-45-В-160		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	РО-45/3123-В-140		4,5	4,5	4,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Модернизация в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
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	ПР-30-В-160		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	
		4	ПР-30-В-180		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	
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		–	–		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
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		-	-		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Кубанская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		2	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		3	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		4	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
		5	63НТВ-30 (СТ-200-2000)		2,7	2,7	2,7	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Модернизация в 2026 г.
Установленная мощность, всего		-	-		15,9	15,9	15,9	15,9	18,9	18,9	18,9	18,9		
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	300,0	
		2	К-300-240-2		305,0	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	300,0	
		4	К-300-240-2		300,0	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	304,0	
		6	К-300-240-2		304,0	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	305,0	
Установленная мощность, всего		-	-		2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0	2423,0		
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	30,0	
		2	ПТ-25/30-90/11		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-80/100-130/13		80,0	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	50,0	
		бл. 6	К-155-130		155,0	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	155,0	
		бл. 8	К-155-130		155,0	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	155,0	
		бл. 10	К-155-130		155,0	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	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	1551,4	1551,4	1551,4	1551,4	1551,4	
Кисловодская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»				Газ, мазут									
		1	Р-6-35/5М-1	6,0		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	Ввод в эксплуатацию 01.03.2023
		ГПА-2	JMS 620 GS-N.L.		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	Ввод в эксплуатацию 01.03.2023	
Установленная мощность, всего		-	-		6,0	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1		
ООО «Южная Энергетическая компания» (Лермонтовская ТЭЦ)	ЗАО «Южная энергетическая компания»			Газ, мазут										
		2	АП-4		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
ТЭЦ АО «Ставропольсахар»	АО «Ставропольсахар»			Газ									
		1	T2-6-2		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		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
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		–	–	–	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	
ГПЭС АО «Кавминстекло»	АО «Кавминстекло»			Газ									
		1	JSM 612-GS-N.LC		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
Запикетная ГПА-ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»			Газ									
		2	GES-EH 1750 G		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		–	–	–	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Буденновская ТЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго»			Газ									
		1, 2, 3	ПГУ		153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	
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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Барсучковская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	S1/1780-300		1,8	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	1,8	
		3	S1/1780-300		1,8	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	12,5	
		1 очередь (Калиновка)	ФЭСМ		12,5	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	12,5	
		2 очередь (Красная)	ФЭСМ		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		3 очередь (Кизиловка)	ФЭСМ		25,0	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	10,0	
		6 очередь (Надежда)	ФЭСМ		15,0	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		
Просьянская ГЭС	ООО «ЭнергоМИН»			-										
		1	PO140-Г-105			7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	Ввод в эксплуатацию 18.09.2023
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	Ввод в эксплуатацию 25.08.2023
		2	PO45-Г-135			3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	Ввод в эксплуатацию 31.08.2023
		3	PO45-Г-135			3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	Ввод в эксплуатацию 31.08.2023
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		
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	
		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		
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	
		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	
Установленная мощность, всего		-	-		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
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	Ввод в эксплуатацию 18.05.2023	
		17-24	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 18.05.2023
		25-32	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 18.05.2023
		33-40	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 18.05.2023
		41-48	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 13.06.2023
		49-56	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 13.06.2023
		57-64	LP2 L100-2,5			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию 13.06.2023
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	ВЭУ (код ГТП GVIE0541)	-		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 21.08.2023	
		9-16	ВЭУ (код ГТП GVIE0554)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 21.08.2023
		17-24	ВЭУ (код ГТП GVIE0542)			20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 21.08.2023
		25-38	ВЭУ (код ГТП GVIE1450)			35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
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		
		9-24	LP2 L100-2,5			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-2»													
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)					15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
		-	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)					22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
Установленная мощность, всего		-	-					57,5	57,5	57,5	57,5	57,5		
Сотниковская ВЭС	ПАО «ЭЛ5-Энерго»													
			ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	-				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	

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
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	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	766,61	766,61
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	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	766,61	766,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
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	2025 ³⁾	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	93,02	93,02
4	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция 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»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024	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	114,19	110,27

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
5	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Легокумская 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	216,49	216,49

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3³⁾ 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.