

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И
КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 1

РЕСПУБЛИКА АДЫГЕЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	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.....	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	23
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	23
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	34
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	35
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	35
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	37
3.3	Прогноз потребления мощности.....	38
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	40
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	42
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	42
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Адыгея	42
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	44
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	46
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	48
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	49
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	50
7.1	Основные подходы.....	50
7.2	Исходные допущения.....	51
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	54
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	55
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	57
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	63
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	64
Книга 2		

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АЛАР	–	автоматика ликвидации асинхронного режима
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на 2026–2031 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Адыгея»;
- книга 2 «Краснодарский край».

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

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

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

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

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Республика Адыгея и Краснодарский край.

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

- филиал ПАО «Россети» – МЭС Юга – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Адыгея и Краснодарского края;

- АО «Россети Кубань» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Адыгея и Краснодарского края.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края связана с энергосистемами:

- Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.;

- Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

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

- Грузии (Грузинская государственная электросистема): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Республики Абхазия (Черноморэнерго): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

На территории Республики Адыгея крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, на 01.01.2025 составила 180,7 МВт, в том числе: ГЭС – 9,8 МВт, ТЭС – 12,0 МВт, ВЭС – 150,0 МВт, СЭС – 8,9 МВт.

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

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

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	180,7	–	–	–	–	180,7
ГЭС	9,8	–	–	–	–	9,8
ТЭС	12,0	–	–	–	–	12,0
ВЭС	150,0	–	–	–	–	150,0
СЭС	8,9	–	–	–	–	8,9

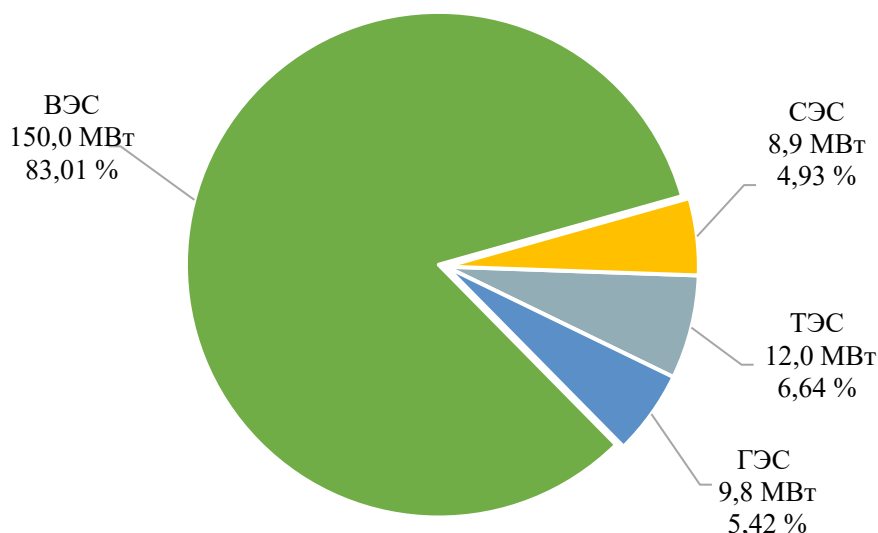


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея в 2024 году составило 418,3 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 50,0 млн кВт·ч, ТЭС – 25,7 млн кВт·ч, ВЭС – 332,4 млн кВт·ч, СЭС – 10,2 млн кВт·ч.

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

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	261,8	402,5	449,6	429,1	418,3
ГЭС	39,6	51,9	53,8	50,6	50,0
ТЭС	25,2	26,9	26,0	25,2	25,7
ВЭС	197,0	318,8	352,0	338,2	332,4
СЭС	–	5,0	17,9	15,2	10,2

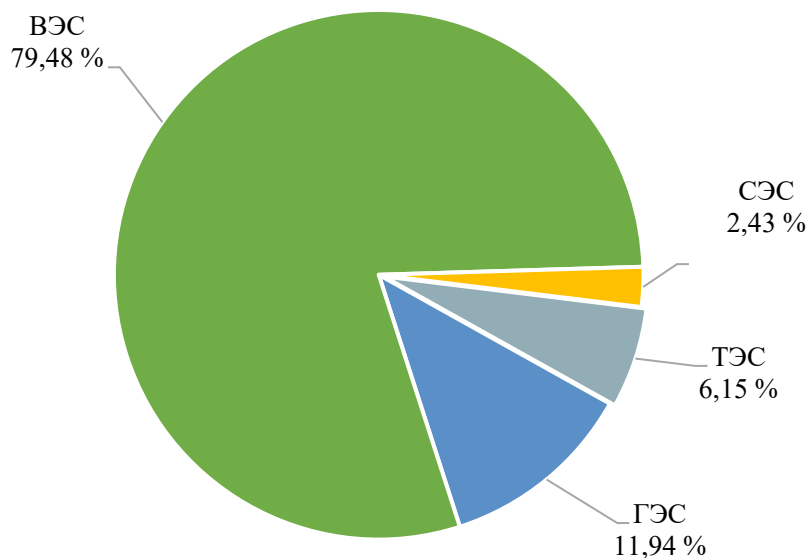


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея приведена в таблице 3 и на рисунках 3, 4.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27421	29961	31049	32037	33573
Годовой темп прироста, %	-0,75	9,26	3,63	3,18	4,79
Максимум потребления мощности, МВт	4982	5593	5466	6057	6108
Годовой темп прироста, %	9,28	12,27	-2,27	10,81	0,84

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5504	5357	5680	5289	5497
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00	11.08 15:00	17.07 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	29,6	29,6	27,4	29,1	32,2
Максимум потребления мощности (зима), МВт	4402	4902	4767	5030	5094
<i>Республика Адыгея</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1500	1625	1646	1536	1631
Годовой темп прироста, %	0,60	8,33	1,29	-6,68	6,18
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,5	5,4	5,3	4,8	4,9
Потребление мощности Республики Адыгея на час прохождения максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	255	268	263	288	303
Годовой темп прироста, %	0,39	5,10	-1,87	9,51	5,21
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,1	4,8	4,8	4,8	5,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5882	6063	6259	5333	5383
Потребление мощности Республики Адыгея на час прохождения максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (зима), МВт	246	259	263	262	251

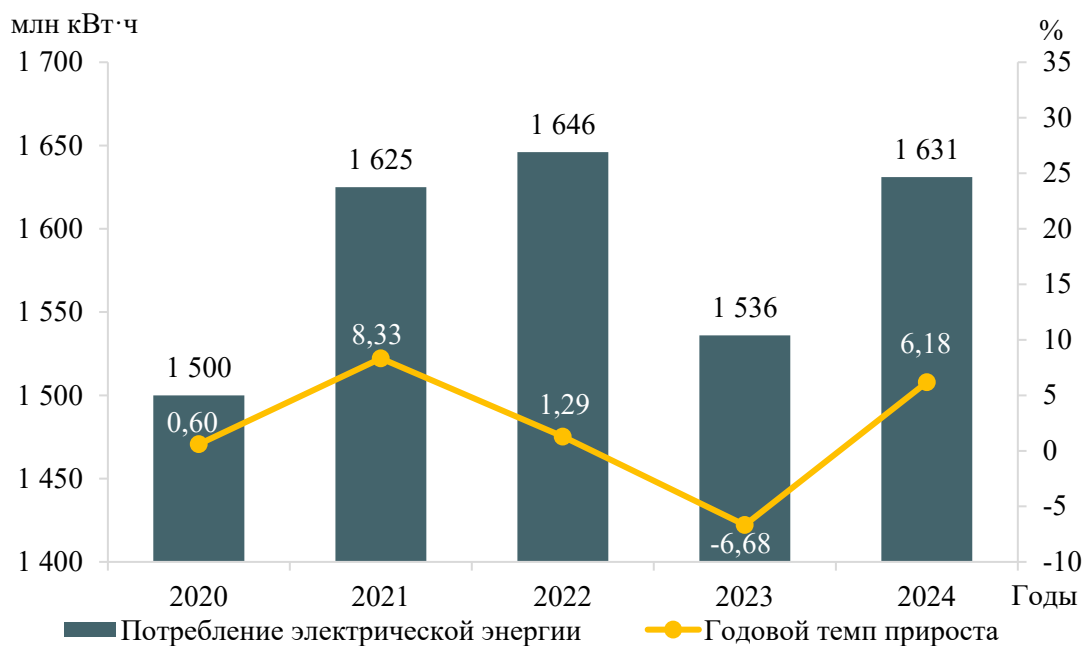


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста

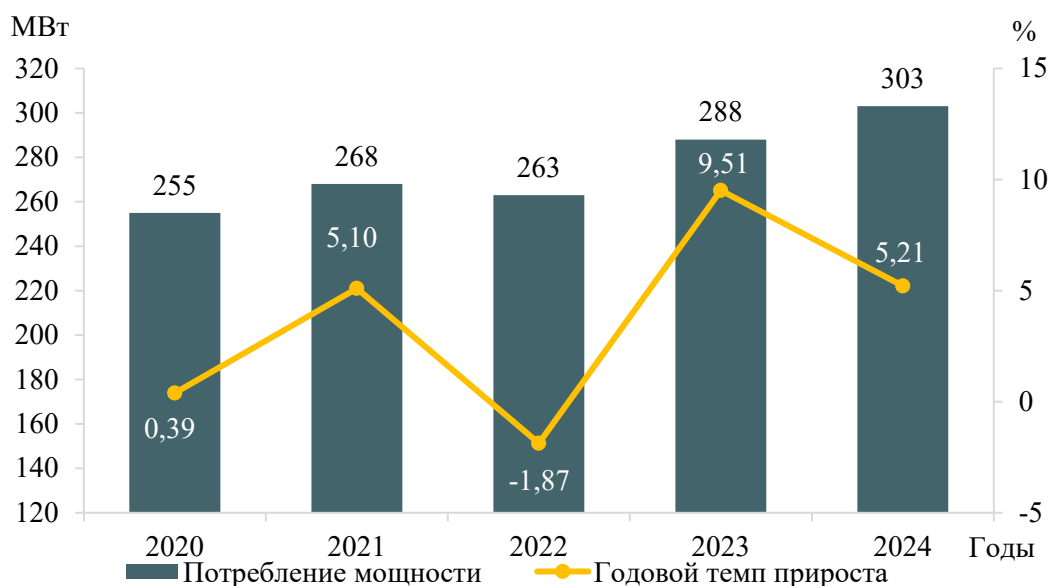


Рисунок 4 – Потребление мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 5945 млн кВт·ч и составило в 2024 году 33573 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,97 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 9,26 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,75 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 1549 МВт и составил 6108 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 6,02 %.

Краснодарский край, наравне с Крымом, является основным курортом страны. Поэтому особенностью энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края является прохождение максимальных значений потребления мощности в дневные часы летнего периода. Величина максимума зависела в основном от численности отдыхающих в период летних отпусков, на увеличение которого в 2020–2021 годах сказалась эпидемиологическая ситуация в мире.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 12,27 % в 2021 году; снижение составило 2,27 % в 2022 году.

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея увеличилось на 140 млн кВт·ч и составило в 2024 году 1631 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,97 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 8,33 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 6,68 %.

Доля Республики Адыгея в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период снизилась с 5,5 % в 2020 году до 4,9 % в 2024 году.

За период 2020–2024 годов потребление мощности Республики Адыгея выросло на 49 МВт и составило 303 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,59 %, что почти в 1,7 раза ниже, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 9,51 % в 2023 году; снижение – 1,87 % в 2022 году.

Доля Республики Адыгея в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 4,8–5,1 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Республики Адыгея не оказывает влияние на режим энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края был зафиксирован в 2024 году в размере 6108 МВт, в том числе по территории Республики Адыгея в размере 303 МВт.

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

- увеличением потребления в обрабатывающих производствах;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Адыгея приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Адыгея 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 Шапсуг от ВЛ 110 кВ Афипская – Октябрьская I	АО «Россети Кубань»	2020	21,46 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Шапсуг от ВЛ 110 кВ Афипская – Октябрьская II	АО «Россети Кубань»	2020	21,46 км
3	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой на ПС ИКЕА на ПС 110 кВ ИКЕА протяженностью 2,291 км и 4,385 км	АО «Россети Кубань»	2024	2,291 км 4,385 км
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС ИКЕА на ПС 110 кВ ИКЕА протяженностью 2,917 км и 7,271 км	АО «Россети Кубань»	2024	2,917 км 7,271 км
5	110 кВ	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная с заменой провода протяженностью 2,564 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	2×2,564 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская протяженностью 18,724 км	ПАО «Россети»	2024	18,724 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 Шапсуг	АО «Россети Кубань»	2020	2×40 МВА
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Адыгейская	АО «Россети Кубань»	2021	2×25 МВА
3	110 кВ	Установка новых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС 220 кВ Черемушки	АО «Россети Кубань»	2023	2×25 МВА
4	110 кВ	Установка БСК на ПС 220 кВ Черемушки	АО «Россети Кубань»	2023	25 Мвар
5	110 кВ	Установка новых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС 110 кВ Северная	АО «Россети Кубань»	2023	2×25 МВА
6	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Северная	АО «Россети Кубань»	2023	25 Мвар
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой третьего трансформатора 110/10/10 кВ и четвертого трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	2024	2×40 МВА

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

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

На территории Республика Адыгея 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 и (или) иного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (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
2020	16.12.2020	3,6
	17.06.2020	29,6
	07.07.2020 ¹⁾	35,8
2021	15.12.2021	7,9
	20.01.2021 ¹⁾	-6,9
	16.06.2021	29,6
	20.07.2021 ¹⁾	35,6
2022	21.12.2022	1,6
	15.06.2022	22,2
2023	20.12.2023	8,4
	21.06.2023	28,9
	07.08.2023 ¹⁾	33,0
2024	18.12.2024	4,7
	19.06.2024	28,3
	21.08.2024 ¹⁾	33,6

Примечание – ¹⁾ Приведена температура в день иного замера.

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

- для однотрансформаторных 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 АО «Россети Кубань»

Рассмотрены предложения АО «Россети Кубань» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Шовгеновская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	9,60	10,60	13,30	9,00	10,27	11,80	15,29 ¹⁾	12,16	15,79	15,78 ¹⁾	0
		110/35/10	T-2	115/38,5/11	16	7,90	9,70	11,00	10,40	10,20	10,20	11,90 ¹⁾	7,50	11,18	12,95 ¹⁾	
2	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	T-2	115/38,5/11	16	15,70	14,96	12,57	15,53	6,27	19,16 ¹⁾	17,81	13,62	16,60	15,65	0
4	ПС 110 кВ Термнефть	110/10	T-1	115/11	16	7,48	7,74	6,46	6,30	7,69	8,99	10,57 ¹⁾	5,76	12,08 ¹⁾	11,55	0
		110/10	T-2	115/11	16	6,41	6,41	10,00	11,87	11,38	11,37	11,84 ¹⁾	8,64	13,24 ¹⁾	12,62	
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	110/10	T-1	115/11	6,3	2,12	1,15	1,54	1,76	1,24	1,08	1,86 ¹⁾	1,34	1,63	1,71	0
		110/10	T-2	115/11	6,3	3,42	3,98	3,39	5,26	4,22	2,95	4,21 ¹⁾	3,23	4,64	3,67	
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	110/35/10	T-3	115/38,5/11	10	7,27	8,24	5,20	8,27	10,27	8,04	11,09 ¹⁾	4,14	10,91	5,59	0
		110/35/10	T-4	115/38,5/11	10	0,32	1,07	1,58	0,26	0,32	0,14	0,27 ¹⁾	0,36	0,09	5,72	

Примечание – ¹⁾ Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Шовгеновская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1972	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1976	80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Октябрьская	T-2	ТДТН-16000/110-80-Y1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Термнефть	T-1	ТДН-16000/110-76У1	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-76У1	1990	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	T-1	ТМ-6300/110/10	1979	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110/10	1976	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	T-3	ТДТН-10000/110/35/10	1976	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДТН-10000/110/35/10	1976	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Октябрьская	2020 / лето	19,16	ПС 110 кВ Октябрьская	Физ. лицо	03.06.2022	21101-22-00730376-1	2025	2,00	1,00	10	0,4	20,205	20,205	20,205	20,205	20,205	20,205
				ТУ для ТП менее 670 кВт				2025	2,976	0,278	0,22–0,4; 10	0,27						
				ПС 35 кВ Восход	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	0,13	0,015	0,4	0,012								
				ПС 35 кВ Энем	ТУ для ТП менее 670 кВт	2025	3,03	0,07	0,4; 10	0,296								
2	ПС 110 кВ Термнефть	2023 / лето	25,32	ПС 110 кВ Термнефть	ООО «Экспресс-Кубань»	03.08.2023	21101-23-00825972-1	2025	5,00	3,00	10	1,00	27,563	27,563	27,563	27,563	27,563	27,563
				ПС 110 кВ Термнефть	ООО «Бизнес путь»	16.12.2024	21101-24-00957176-1	2025	1,00	0	10	0,50						
				ПС 110 кВ Термнефть	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,13	0,26	0,22; 0,4; 10	0,587						
3	ПС 110 кВ Шовгеновская	2024 / лето	28,73	ПС 110 кВ Шовгеновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,315	0	0,4; 10	0,032	28,845	28,845	28,845	28,845	28,845	28,845
				ПС 35 кВ Воздвиженская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,027	0	0,22; 0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Тенгинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Ново-Лабинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,115	0	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ Курская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,757	0,292	0,4; 10	0,047						
				ПС 35 кВ Егерухай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,023	0,005	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Зарево	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,000	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Гиагинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,135	0,060	0,22; 0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Дондуковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,055	0,017	0,4	0,004						
4	ПС 110/10 кВ Водохранилище	2023 / зима	7,02	ПС 110/10 кВ Водохранилище	Физ. лицо	21.02.2023	21105-23-00789456-1	2025	1,00	0	10	0,4	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,673	0,06	0,22–0,4; 10	0,261							
5	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	2021 / лето	11,36	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	Физ. лицо	06.03.2024	31200-24-00879880-1	2025	2,00	0	35	0,8	12,222	12,222	12,222	12,222	12,222	12,222

ПС 110/35/10 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 11,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 32,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,860.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,862 МВА).

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по реконструкции ПС 110/35/10 кВ Водохранилище с демонтажем трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый, установкой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и переводом нагрузки с ПС 110/10 кВ Водохранилище.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,36 + 0,862 + 7,73 - 0 = 19,952 \text{ МВА},$$

где 7,73 МВА – суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ ПС 110/10 кВ Водохранилище.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания и с учетом перевода нагрузки с ПС 110/10 кВ Водохранилище превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-4) ПС 110/35/10 кВ Водохранилище, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-4 (Т-3), на величину до 131,99 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110/35/10 кВ Водохранилище ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ Водохранилище объем ГАО составит 11,352 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 19,952 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Шовгеновская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 28,73 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 104,51 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,6$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,081 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,115 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,73 + 0,115 + 0 - 0 = 28,845 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шовгеновская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 105,33 % (без ТП превышение до 104,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шовгеновская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шовгеновская расчетный объем ГАО составит 14,797 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,845 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 19,16 МВА. Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Октябрьская превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 39,57 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,773 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,045 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,16 + 1,045 + 0 - 0 = 20,205 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Октябрьская на величину до 47,18 % (без ТП превышение до 39,57 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Октябрьская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения длительно допустимой перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 6,477 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый трансформатор мощностью не менее 20,205 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×16 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Термнефть.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 25,32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 79,22 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,883.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,871 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,243 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,32 + 2,243 + 0 - 0 = 27,563 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Термнефть, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 95,09 % (без ТП превышение до 79,22 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Термнефть ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Термнефть расчетный объем ГАО составит 13,435 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,563 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

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

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

Анализ необходимости увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей за КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (основное КС «ОЭС – Кубань») выполнен анализ режимно-балансовой ситуации на 2031 год.

Границы энергорайона за КС «Юго-Восток» определяют следующие элементы сети:

- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);
- ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);
- ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);
- ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевдмитриевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);
- ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир).

Энергорайон включает в себя основные генерирующие объекты:

- Краснодарская ТЭЦ ($P_{уст} = 1025$ МВт);
- Адлерская ТЭС ($P_{уст} = 367$ МВт);
- Сочинская ТЭС ($P_{уст} = 160,5$ МВт);
- Ударная ТЭС ($P_{уст} = 561,682$ МВт);
- Белореченская ГЭС ($P_{уст} = 48$ МВт);
- Краснополянская ГЭС ($P_{уст} = 24,9$ МВт);
- Майкопская ГЭС ($P_{уст} = 9,4$ МВт);
- Адыгейская ВЭС ($P_{уст} = 150$ МВт);
- Адыгейская СЭС ($P_{уст} = 4$ МВт).

Среди потребителей электрической энергии энергорайона присутствуют потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Тип нагрузки: тяговая, промышленная, коммунально-бытовая, курортная и рекреационная сфера.

КС «Юго-Восток» является связанным по отношению к основному КС «ОЭС – Кубань», ограниченному следующими электросетевыми объектами:

- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк;
- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная;
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
- ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк;
- ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки;
- ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская;
- КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая;
- КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат;
- КВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Карта-схема, границы и схема электрических сетей энергорайона за КС «Юго-Восток» приведены на рисунках 5–7.

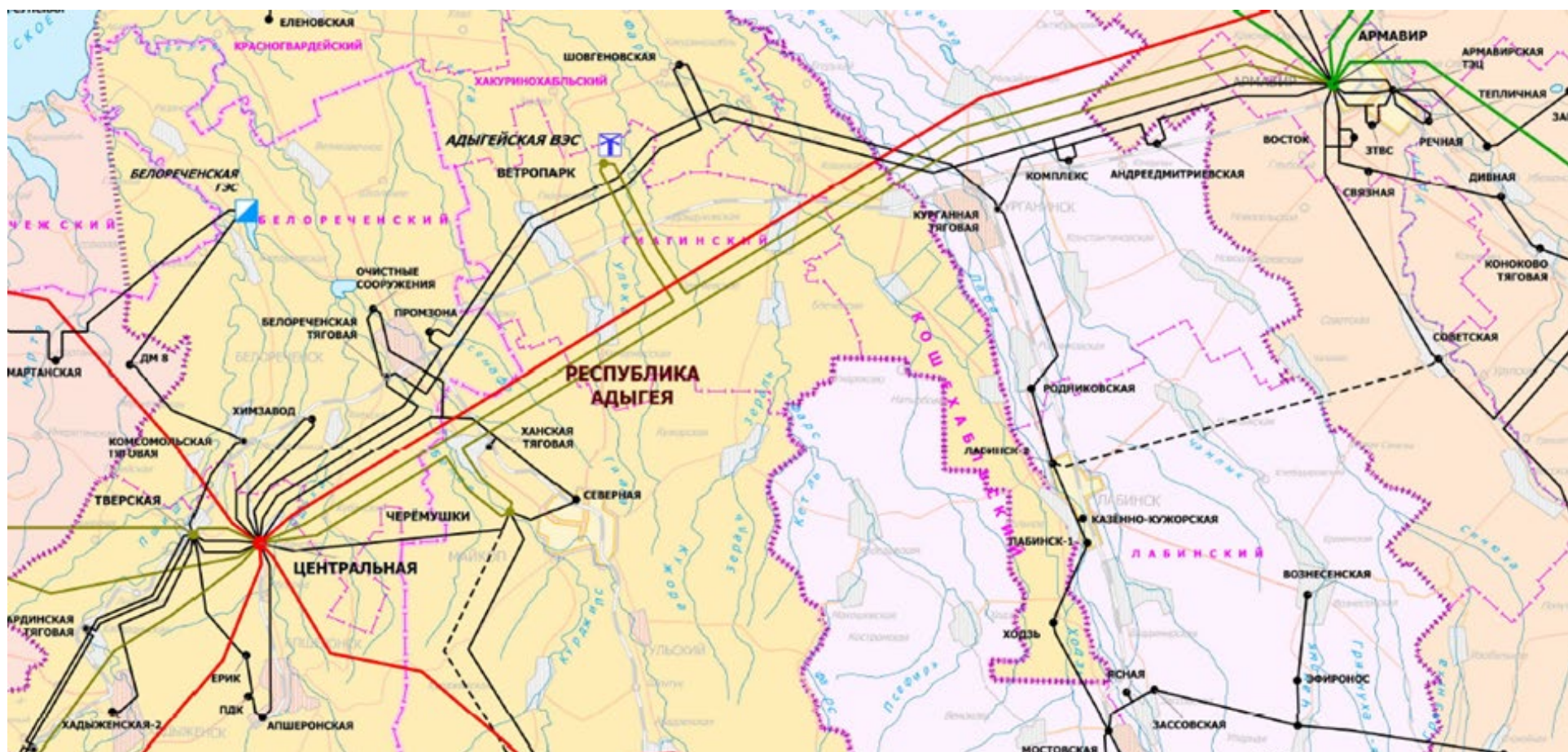


Рисунок 5 – Карта-схема энергорайона за КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

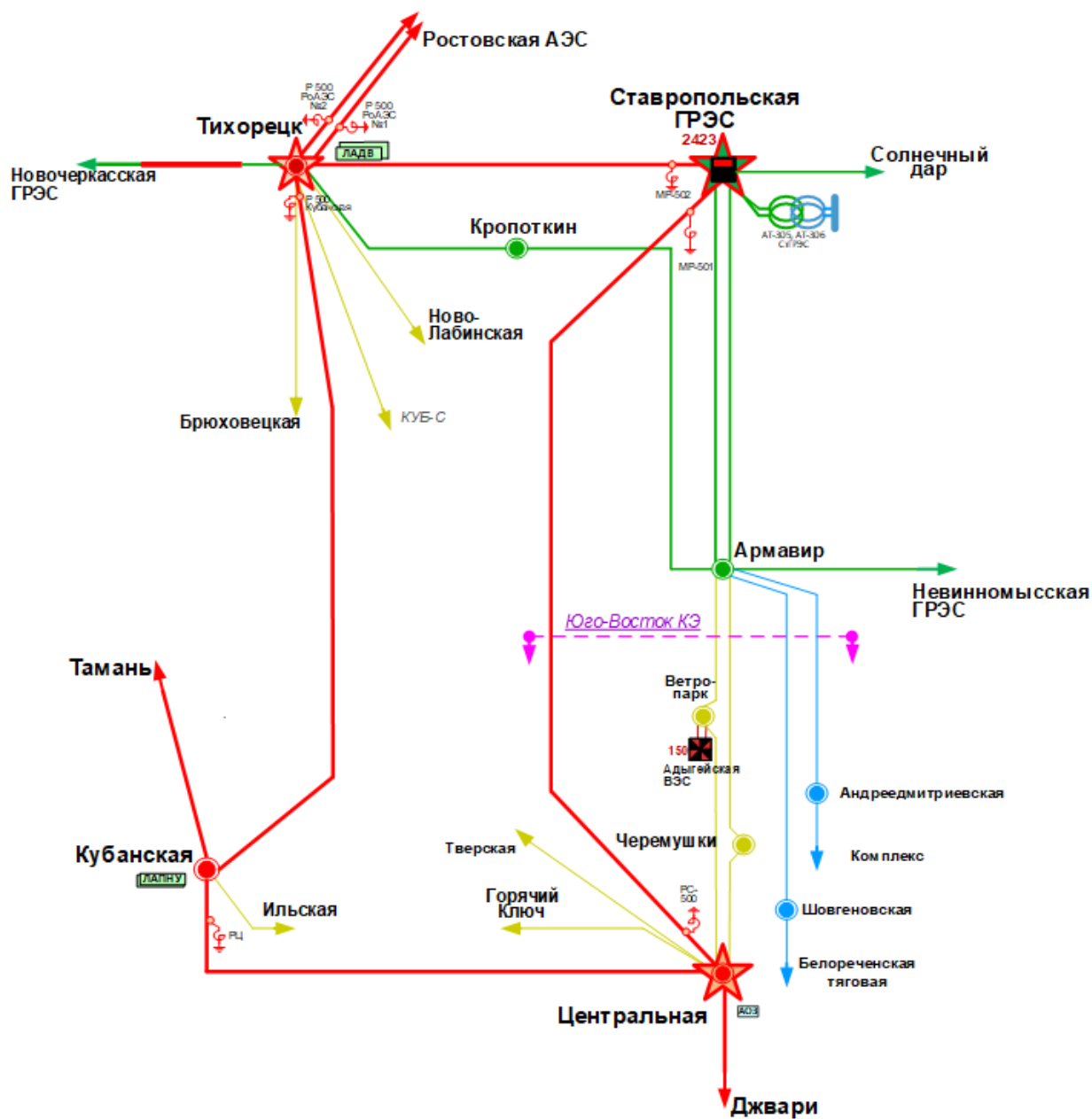


Рисунок 6 – Контролируемое сечение «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

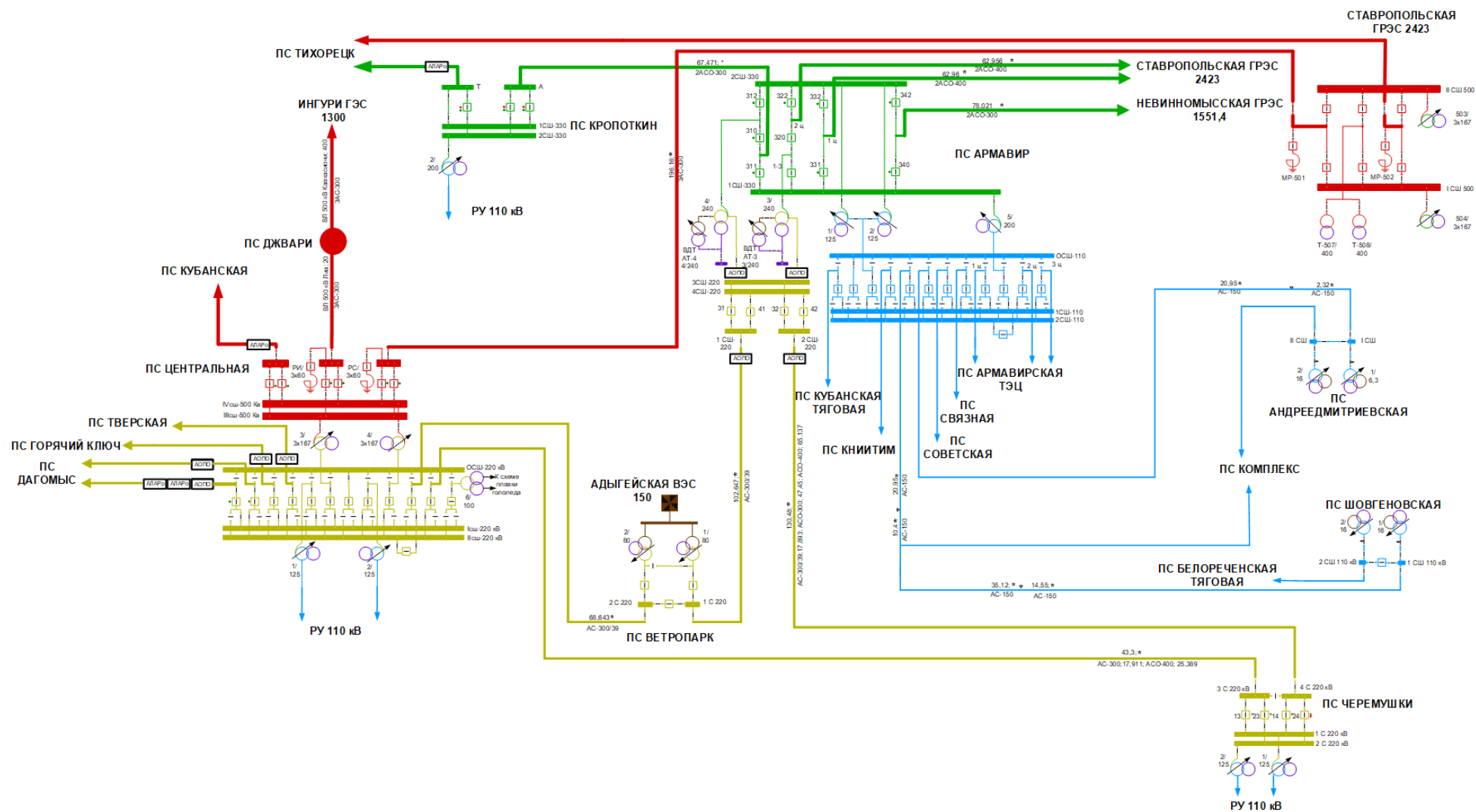


Рисунок 7 – Схема и границы электрических сетей энергорайона

КС «Юго-Восток» является связанным по отношению к основному КС «ОЭС – Кубань». В рамках разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы Юго-Западная часть ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» была определена в качестве территории технологически необходимой генерации в связи с выявленным наличием в нормальной и единичной ремонтной схеме не покрываемого дефицита активной мощности.

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края характеризуется летним максимумом потребления мощности. Наиболее критичным с точки зрения режимно-балансовой ситуации является период экстремально высоких температур (ПЭВТ), характеризующийся как дополнительным увеличением потребления мощности, так и дополнительным снижением допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей и сооружения ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк на уровне 2031 года прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в объеме 2381 МВт (потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений составит 2706 МВт).

При анализе необходимости увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» рассматривались существующие контролируемые сечения:

- 1) КС «Юго-Восток» в составе:
 - ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);
 - ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);
 - ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);
 - ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);
 - ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);
- 2) КС «ОЭС – Кубань» (основное КС, рассматривается в качестве обеспечения баланса мощности с учетом вышеуказанного состава новой генерирующей мощности) в составе:
 - ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);
 - ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);
 - ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);
 - ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк (планируемая к сооружению) (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);
 - ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк (замер к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Центральная);
 - ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);
 - ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Брюховецкая);

- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);
- 3) КС «Волгоградское в ОЭС Юга» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Трубная);
 - ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);
 - ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);
- 4) КС «Волгоград – Ростов» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская (замер к шинам 500 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Шахты);
 - ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2 (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Вешенская-2);
 - ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково (замер к шинам 220 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК (замер к шинам 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);
- 5) КС «Кубанское» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №1 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №2 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);
 - ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк (замер от шин 330 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская (замер от шин 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);
 - КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- 6) КС «Невинномысск» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир;

– ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Прикубанская (Л-57).

При определении пропускной способности внешних электрических связей энергорайона учтены следующие технические решения по усилению электрической сети:

1) принятые в утвержденной СиПР ЭЭС России 2025–2030 годы:

– реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5 кВ, АТ-2 330/115/10,5 кВ с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 кВ по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ (2025 год);

2) включенные в ТУ для ТП к электрическим сетям:

– строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, строительство ЛЭП 110 кВ Черемушки – Плато, строительство ЛЭП 110 кВ Хаджок – Плато (2025 год, ТУ ООО «Лагонаки»).

Наиболее критичным с точки зрения режимно-балансовой ситуации является период экстремально высоких температур (ПЭВТ), характеризующийся как дополнительным увеличением потребления мощности, так и дополнительным снижением допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Пропускная способность внешних электрических связей рассматриваемого энергорайона определена для режимно-балансовых условий:

– летнего максимума потребления мощности – для ТНВ +40 °С (для теплого периода с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного 5 °С), как наиболее критичного с точки зрения режимно-балансовой ситуации.

Пропускная способность внешних электрических связей энергорайона определена для:

– нормальной схемы электрической сети;
– единичных ремонтных схем, связанных с отключенным состоянием ЛЭП (единицы электросетевого оборудования).

При выполнении расчетов установившихся электроэнергетических режимов и статической устойчивости учитывалась возможность применения следующих схемно-режимных мероприятий:

– изменение активной мощности генерирующего оборудования электростанций Ставропольского края в сторону уменьшения.

Минимальное значение пропускной способности КС «Юго-Восток» определяется схемой ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная:

– для ТНВ +40 °С МДП составит 433 МВт (с учетом сооружения ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк) и определяется по критерию ДДТН АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности ПЭВТ при ТНВ +40 °С

выявлено, что в нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом выполнения схемно-режимного мероприятия по отключению СВ-110 на ПС 110 кВ Курганная тяговая возникает перегрузка КС «Юго-Восток» на 165 МВт (расчетный переток 598 МВт при $\text{МДП}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 433 \text{ МВт}$), загрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 135 % (462 А) и 138 % (471 А) соответственно от $I_{\text{ддтн}}$ (340 А). Также в данной СРС выявлено превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, токовая загрузка составила 123 % (709 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (575 А), ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, токовая загрузка составила 107 % (598 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (559 А), а также ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс токовая загрузка составила 110 % (402 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (365 А).

В целях снижения перетока мощности в КС «Юго-Восток» в качестве СРМ рассматривается вариант с возможной разгрузкой генераторов Ставропольской ГРЭС. При этом, по результатам расчетов выявлено, что с учетом перспективной потребности в мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС возможна на величину не более 168 МВт для недопущения превышения МДП в КС «Кубанское», которое оказывается определяющим для разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края. Кроме того, в случае дальнейшей разгрузки электростанций энергосистемы Ставропольского края будет происходить превышение МДП и в других контролируемых сечениях.

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная и с учетом разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края на 168 МВт перегрузка КС «Юго-Восток» составит 156 МВт (расчетный переток 589 МВт при $\text{МДП}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 433 \text{ МВт}$), загрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 133 % (451 А) и 135 % (460 А) соответственно от $I_{\text{ддтн}}$ (340 А). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 121 % (695 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (575 А), ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, токовая загрузка составила 104 % (584 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (559 А), а также ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс токовая загрузка составила 108 % (395 А) от $I_{\text{ддтн}}$ (365 А).

Для ликвидации превышения МДП КС «Юго-Восток» рекомендуется установка АТ-6 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир, а также замена провода ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки и замена ошиновки на ПС 330 кВ Армавир и ПС 220 кВ Черемушки с $I_{\text{ддтн}}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 750 \text{ А}$ (для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки и недопущения ограничения МДП с учетом установки АТ-6 330/220/10 кВ на ПС 330 кВ Армавир), замена провода ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк и замена ошиновки на ПС 330 кВ Армавир и ПС 220 кВ Ветропарк с $I_{\text{ддтн}}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 632 \text{ А}$ (для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк и недопущения ограничения МДП с учетом установки АТ-6 330/220/10 кВ на ПС 330 кВ Армавир).

Обеспечение допустимой токовой загрузки ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс выполняется применением схемно-режимного мероприятия по отключению СМВ-110 на ПС 110 кВ Шовгеновская.

После установки АТ-6 на ПС 330 кВ Армавир, замены проводов ВЛ 220 кВ и ошиновки параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

В случае учета аварийности генерирующего оборудования на ПЭВТ – 518 МВт (принято отключенное состояние ПГУ-1 на Краснодарской ТЭЦ и ГТУ-22 на Адлерской ТЭС со снижением мощности ПГУ-2 на 90 МВт) с учетом разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края на 168 МВт получены следующие результаты электроэнергетических режимов.

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная перегрузка КС «Юго-Восток» составит 232 МВт (расчетный переток 665 МВт при $\text{МДП}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 433 \text{ МВт}$), загрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 158 % (539 А) и 155 % (529 А) соответственно от $I_{\text{длtn}}$ (340 А). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 140 % (808 А) от $I_{\text{длtn}}$ (575 А), ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, токовая загрузка составила 123 % (691 А) от $I_{\text{длtn}}$ (559 А), а также ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс токовая загрузка составила 126 % (460 А) от $I_{\text{длtn}}$ (365 А).

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края на 168 МВт перегрузка КС «Юго-Восток» составит 227 МВт (расчетный переток 660 МВт при $\text{МДП}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 433 \text{ МВт}$), загрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 155 % (530 А) и 153 % (520 А) соответственно от $I_{\text{длtn}}$ (340 А). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 138 % (795 А) от $I_{\text{длtn}}$ (575 А), ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, токовая загрузка составила 121 % (679 А) от $I_{\text{длtn}}$ (559 А), а также ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс токовая загрузка составила 124 % (454 А) от $I_{\text{длtn}}$ (365 А).

При установке АТ-6 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир в случае учета аварийности генерирующего оборудования в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная и с учетом разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края на 168 МВт перегрузка КС «Юго-Восток» составит 65 МВт (расчетный переток 685 МВт при $\text{МДП}^{+40\text{ }^{\circ}\text{C}} = 620 \text{ МВт}$), загрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 106 % (361 А) и 107 % (367 А) соответственно от $I_{\text{длtn}}$ (340 А). Токовая загрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 143 % (827 А) от $I_{\text{длtn}}$ (575 А), ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, токовая загрузка составила 126 % (708 А) от $I_{\text{длtn}}$ (559 А), а также ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс токовая загрузка составила 122 % (445 А) от $I_{\text{длtn}}$ (365 А).

При строительстве РП 500 кВ Новосвободная с подключением РП в рассечку ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари с образованием ВЛ 500 кВ Центральная – Новосвободная и ВЛ 500 кВ Новосвободная – Джвари и строительстве ВЛ 500 кВ Невинномысск – Новосвободная в случае учета аварийности генерирующего оборудования параметры электроэнергетического режима будут находиться в области допустимых значений.

Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» и расчетов электроэнергетических режимов при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» для летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год

Схема сети	МДП ^{+40 °C}		Расчетный переток 2031 г., МВт	
	КС	МВт	Без учета аварийности	С учетом аварийности
Исходная схема				–
Нормальная схема	Юго-Восток	1358	1264	1358
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	447	598	665
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом СРМ: разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 168 МВт	Юго-Восток	433	593	660
	Волгоградское в ОЭС Юга	1900	1404	–
	Волгоград – Ростов	1400	731	–
	Кубанское	2700	2695	–
	Невинномысск	495	310	–
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом СРМ: разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 750 МВт (справочно)	Юго-Восток	433	546	621
	Волгоградское в ОЭС Юга	1900	1938	–
	Волгоград – Ростов	1400	1298	–
	Кубанское	2700	3004	–
	Невинномысск	495	257	–
Вариант № 1. Установка АТ-6 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир, замена провода ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, замена ошиновки на ПС 330 кВ Армавир, ПС 220 кВ Черемушки, ПС 220 кВ Ветропарк				
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	620	560	685
Вариант № 2. Строительство РП 500 кВ Новосвободная и ВЛ 500 кВ Невинномысск – Новосвободная				
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	1200	1057	1187

Таблица 11 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$I_{\text{дтн}}, \text{А}$	$I_{\text{адтн}}, \text{А}$	Расчетный ток, 2031 г., А	% от $I_{\text{дтн}}$	Расчетный ток, 2031 г., А	% от $I_{\text{дтн}}$
				Без учета аварийности		С учетом аварийности	
Исходная схема							
ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	575	690	709	123	808	140
ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк		559	671	598	107	691	123

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$I_{дтн}, A$	$I_{адтн}, A$	Расчетный ток, 2031 г., А	% от $I_{дтн}$	Расчетный ток, 2031 г., А	% от $I_{дтн}$
				Без учета аварийности		С учетом аварийности	
Исходная схема с разгрузкой генераторов Ставропольской ГРЭС на 168 МВт							
ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	575	690	695	121	795	138
ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк		559	671	584	104	679	121

Строительство Гарантированной генерации в Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» в соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.04.2025 № 3пр позволит ликвидировать выявленное превышение расчетного перетока на 2031 год значению МДП по варианту № 1, с учетом этого, по результатам технико-экономического сравнения наиболее экономичным вариантом для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» является вариант № 1.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Республики Адыгея, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Республики Адыгея

№ 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	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	30,0	110	2025	ПС 110 кВ ИКЕА
2	Всесезонный экокорт «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	0,0	16,0	10	2025	ПС 110 кВ Плато
3	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	10,0	110	2025	ПС 110 кВ ИКЕА

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея на период 2026–2031 годов, представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	34193	34810	36098	37031	37776	38511	39336
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	617	1288	933	745	735	825
Годовой темп прироста, %	–	1,80	3,70	2,58	2,01	1,95	2,14
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1677	1698	1771	1815	1839	1855	1861
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	21	73	44	24	16	6
Годовой темп прироста, %	–	1,25	4,30	2,48	1,32	0,87	0,32
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 39336 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,29 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2027 году и составит 1288 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,70 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 617 млн кВт·ч или 1,80 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется на уровне 1861 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,90 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется в 2027 году и составит 73 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 4,30 %. Наименьший

годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2031 году и составит 6 млн кВт·ч или 0,32 %.

Доля Республики Адыгеи в потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 4,9–4,7 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в Республике Адыгея обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления населением, связанное с ростом объемов жилищного строительства;
- электроснабжением новых резидентов индустриального парка «Яблоновский»;
- строительством курортного комплекса «Лагонаки».

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Республике Адыгея

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	5458	5358	5534	5634	5740	5822	5927
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-100	176	100	106	82	105
Годовой темп прироста, %	–	-1,83	3,28	1,81	1,88	1,43	1,80
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6265	6497	6523	6573	6581	6615	6637
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	284	283	288	293	294	295	296
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-1	5	5	1	1	1
Годовой темп прироста, %	–	-0,35	1,77	1,74	0,34	0,34	0,34
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,2	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5905	6000	6149	6195	6255	6288	6287

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края к 2031 году прогнозируется на уровне 5927 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит 0,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 176 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 3,28 %, снижение мощности ожидается в 2026 году в размере 100 МВт или 1,83 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6637 ч/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Республики Адыгея к 2031 году прогнозируется на уровне 296 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит 0,33 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027–2028 годах и составит по 5 МВт или 1,77 % и 1,74 % соответственно; снижение мощности прогнозируется в 2026 году в размере 1 МВт или 0,35 %.

Доля Республики Адыгея в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 5,3–5,0 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Адыгея в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования потребления мощности прогнозируется на уровне 6287 ч/год.

В целом годовой режим потребления электрической энергии Республики Адыгея менее плотный, чем режим энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

Динамика изменения потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.

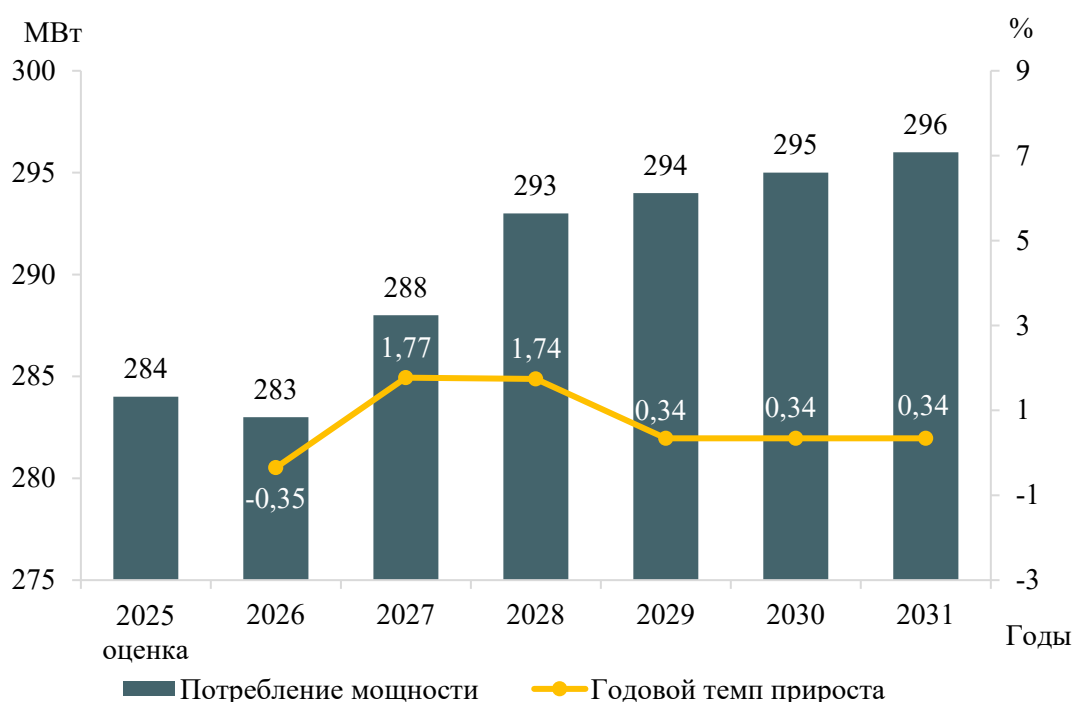


Рисунок 9 – Прогноз потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2026–2031 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 180,7 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, представлена на рисунке 10.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
ГЭС	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
ТЭС	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ВЭС	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
СЭС	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9

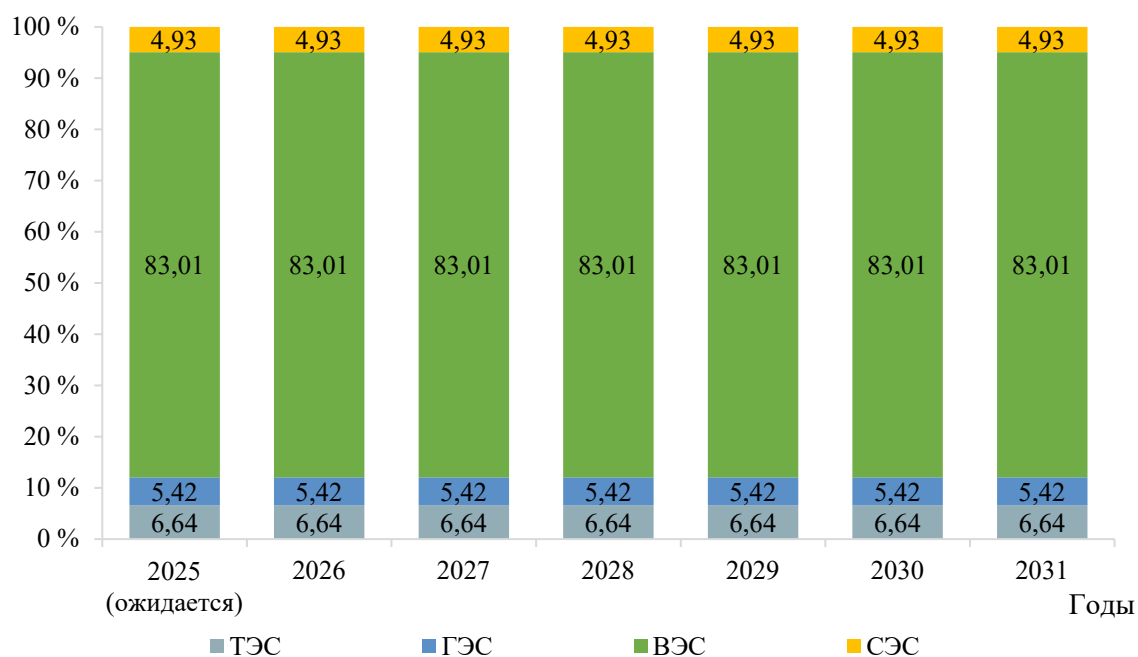


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Адыгея 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 Республики Адыгея

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Адыгея.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Республики Адыгея

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	–	16
2	Строительство ЛЭП 110 кВ Черемушки – Плато ориентировочной протяженностью 89 км	АО «Россети Кубань»	110	км	89	–	–	–	–	–	–	89				
3	Строительство ЛЭП 110 кВ Хаджок – Плато ориентировочной протяженностью 42,94 км	АО «Россети Кубань»	110	км	42,94	–	–	–	–	–	–	42,94				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк ориентировочной протяженностью 68,643 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	68,643	68,643	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	130,48	130,48	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	102,647	102,647	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	<i>На территории Краснодарского края (справочно):</i> Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	–	1×240	240	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	<i>На территории Краснодарского края (справочно):</i> Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	<i>На территории Краснодарского края (справочно):</i> Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Шовгеновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и демонтажем ПС 110/10 кВ Водохранилище	АО «Россети Кубань»	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

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 Республики Адыгея, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «Россети Кубань» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 18.04.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) данных, предоставленных АО «Россети Кубань» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Адыгея по годам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Адыгея (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	0,00	1497,67	2182,25	2624,31	462,44	0,00	1680,56	8447,23

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 [5];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Республика Адыгея, Краснодарский край (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [6] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 21 сетевая организация. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Кубань» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 79 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «Электросети Кубани» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 14 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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 рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

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

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [7].

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 капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации,

¹ Приказы Министерства топливно-энергетического комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Краснодарского края от 25.11.2022 № 39/2022-э и от 29.11.2024 № 28/2024-э.

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

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – 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	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 29.11.2024 № 30/2024-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» (в редакции от 13.12.2024) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, 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 Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

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

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России⁴ не позднее даты утверждения последней актуальной инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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:

⁴ Приказ ФАС от 30.09.2024 № 671/24.

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

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

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	38266	39049	43008	29062	18235	17795
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	32140	32846	35933	11566	739	299
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	19727	15873	94970	32404	21145	19705

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 23 и на рисунке 11.

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

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	107,2	121,2	131,6	139,4	148,5	158,5
НВВ	млрд руб.	131,0	149,1	161,0	161,5	148,1	150,3
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	23,7	27,9	29,4	22,1	-0,4	-8,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,49	4,97	5,29	5,53	5,78	6,05
Среднегодовой темп роста	%	–	111	107	104	105	105
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,49	6,11	6,47	6,40	5,77	5,73
Среднегодовой темп роста	%	–	111	106	99	90	99
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,99	1,15	1,18	0,88	-0,02	-0,31

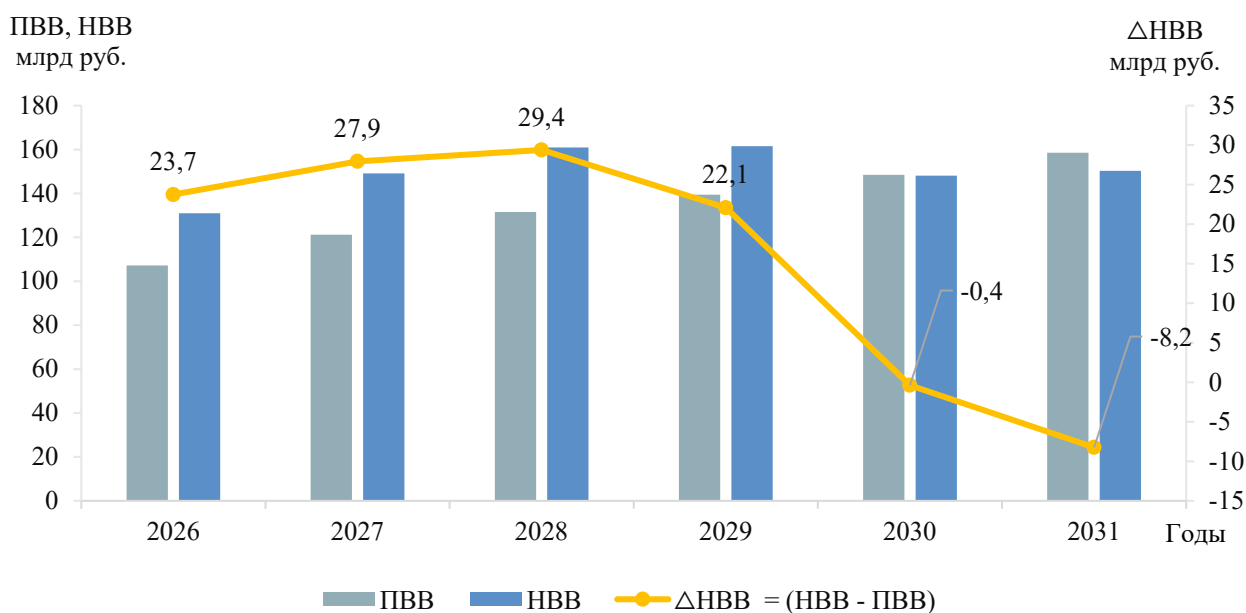


Рисунок 11 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 23, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность выручки за период 2026–2029 годов в случае увеличения прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и на всем рассматриваемом периоде в случае снижения (сценарий 2) и при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 43,4–235,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 12.

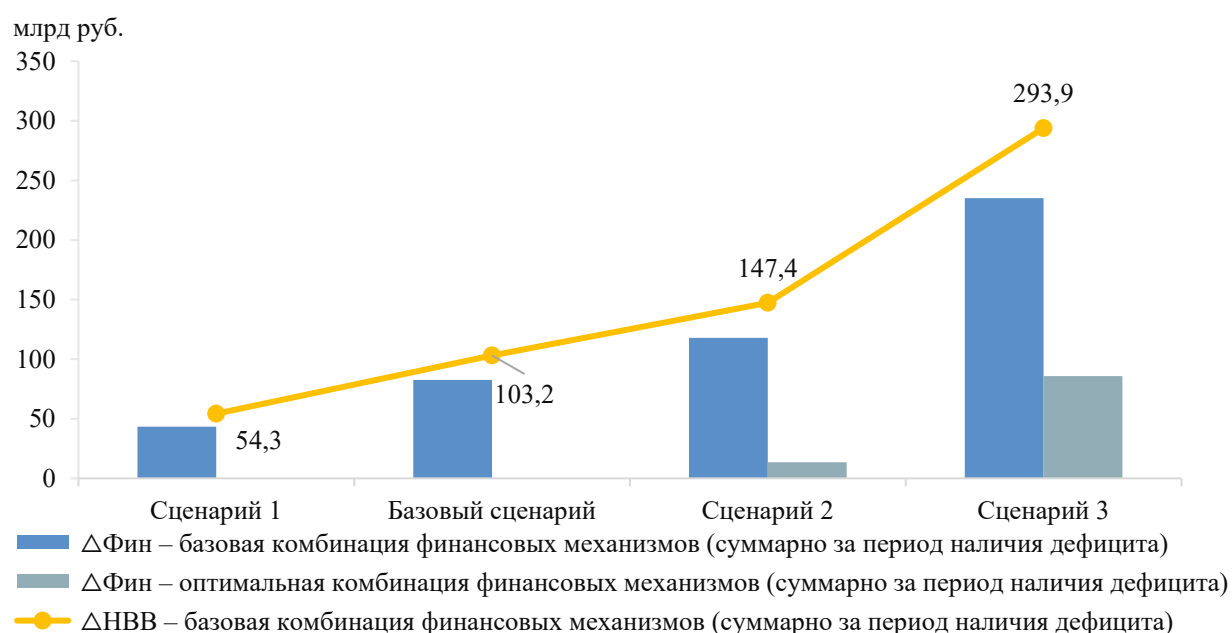


Рисунок 12 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	16 %	55 %	55 %	55 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	3 %	18 %	40 %

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 12, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 1 (таблица 24) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на территории Республики Адыгея, 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 Республики Адыгея оценивается в 2031 году в объеме 1861 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,90 %.

Потребление мощности в зимний период Республики Адыгея к 2031 году составит 296 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста – 0,33 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Адыгея в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6000–6288 ч/год.

Установленная мощность электростанций Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2031 году сохранится на уровне отчетного года и составит 180,7 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование Республики Адыгея в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования Республики Адыгея.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 131,94 км, трансформаторной мощности 185 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Республики Адыгея													
Майкопская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–									
		1	РО-45-B-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	РО-45-B-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	РО-45-B-150		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		4	РО-45-B-150		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
ТЭЦ ЗАО «Картонтара»	ЗАО «Картонтара» (ТЭЦ ЦКЗ г. Майкоп)			Газ									
		1	АПР-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АПР-6		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	
ГЭС Адыгэнергострой	ОАО «Адыгэнергострой»			–									
		1	ГАЭ-625		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Адыгейская ВЭС	АО «ВетроОГК»			–									
		1	LP2 L100-2,5 (LP2)		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2–9	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		10, 11	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		12–20	LP2 L100-2,5 (LP2)		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		21–26	LP2 L100-2,5 (LP2)		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		27, 28	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		29–34	LP2 L100-2,5 (LP2)		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		35, 36	LP2 L100-2,5 (LP2)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		37–40	LP2 L100-2,5 (LP2)		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		41–51	LP2 L100-2,5 (LP2)		27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	
		52–60	LP2 L100-2,5 (LP2)		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
Установленная мощность, всего		–	–		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
Адыгейская СЭС	ООО «Возобновляемые источники энергии»			–									
		–	ФЭСМ		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Шовгеновская СЭС	ООО «Возобновляемые источники энергии»			–									
		–	ФЭСМ		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
Установленная мощность, всего		–	–		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край, Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	130,48	130,48	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1199,12	1199,12
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,12	27,12
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край, Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	102,647	102,647	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	903,09	903,09
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк ориентировочной протяженностью 68,643 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	68,643	68,643	– ³⁾	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	528,97	528,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозны х ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	54,24	54,24
6	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
7	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Шовгеновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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	1650,17	1650,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозн ых ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	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	567,67	567,67
9	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2383,48	2383,48

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и демонтажем ПС 110/10 кВ Водохранилище	АО «Россети Кубань»	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	2165,35	2165,35

Примечания

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

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

3 ³⁾ 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.