

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2025–2030 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 .....	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	24
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 2025–2030 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 2024–2030 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 .....	45
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 .....	47
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	49
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток».....	50
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	56
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	57
7.1	Основные подходы.....	57
7.2	Исходные допущения.....	58
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	61
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	62
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	64
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	66
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	67

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	69
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 .....	70

Книга 2

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИА	–	исполнительный аппарат
ИП	–	инвестиционный проект
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
ПС	–	(электрическая) подстанция
РА	–	режимная автоматики
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
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
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{длн}$	–	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 2025–2030 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 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Адыгея на период до 2030 года, в том числе:

- 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;

– ПАО «Россети Кубань» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 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 01.01.2024 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	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

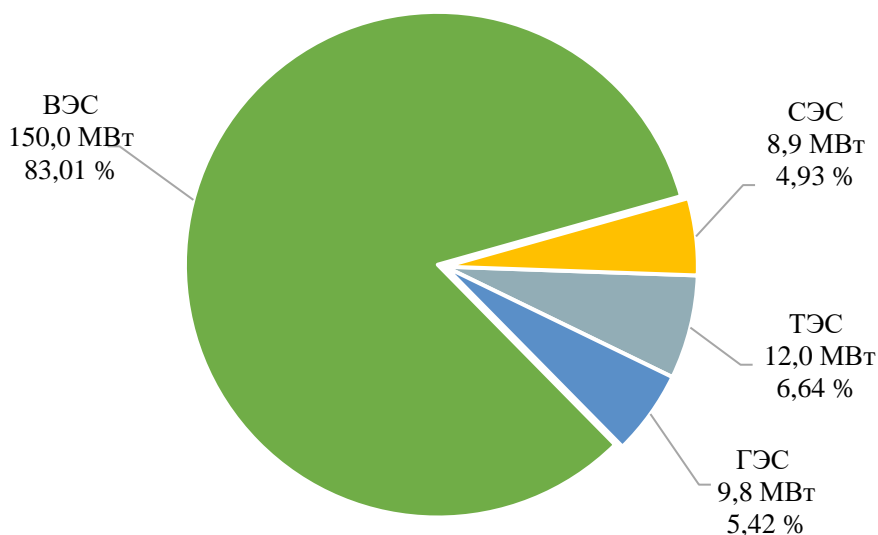


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, по состоянию на 01.01.2024

#### 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 2023 году составило 429,1 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 50,6 млн кВт·ч, ТЭС – 25,2 млн кВт·ч, ВЭС – 338,2 млн кВт·ч, СЭС – 15,2 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 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	74,9	261,8	402,5	449,6	429,1
ГЭС	49,6	39,6	51,9	53,8	50,6
ТЭС	25,3	25,2	26,9	26,0	25,2
ВЭС	–	197,0	318,8	352,0	338,2
СЭС	–	–	5,0	17,9	15,2

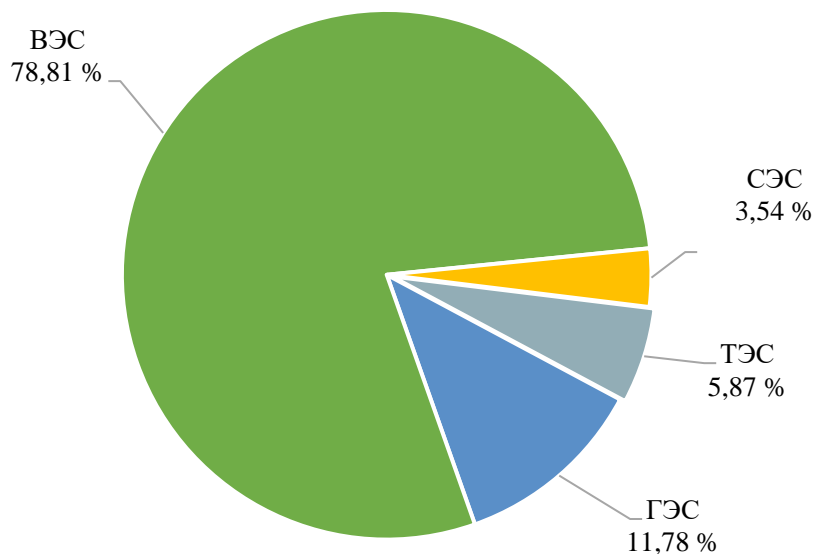


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея в 2023 году

### 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	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27628	27421	29961	31049	32037
Годовой темп прироста, %	-0,29	-0,75	9,26	3,63	3,18
Максимум потребления мощности, МВт	4559	4982	5593	5466	6057
Годовой темп прироста, %	-7,30	9,28	12,27	-2,27	10,81

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6060	5504	5357	5680	5289
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00	11.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	27,8	29,6	29,6	27,4	29,1
<i>Республика Адыгея</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1491	1500	1625	1646	1536
Годовой темп прироста, %	-0,40	0,60	8,33	1,29	-6,68
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,4	5,5	5,4	5,3	4,8
Потребление мощности (совмещенное) Республики Адыгея на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	254	255	268	263	288
Годовой темп прироста, %	-0,39	0,39	5,10	-1,87	9,51
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,6	5,1	4,8	4,8	4,8
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5870	5882	6063	6259	5333

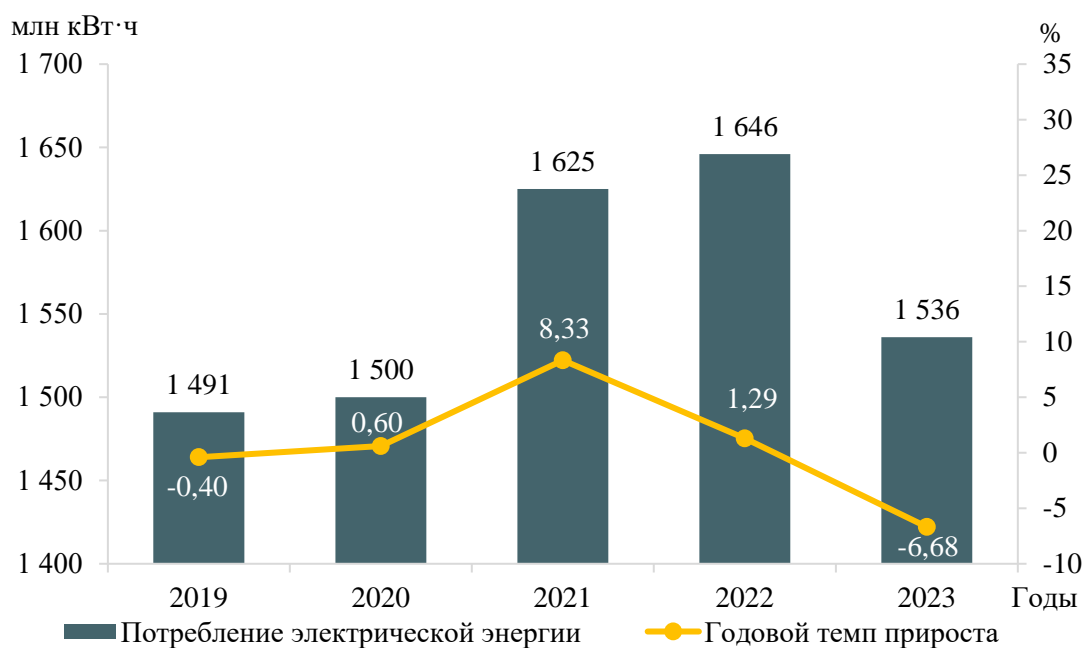


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея и годовые темпы прироста

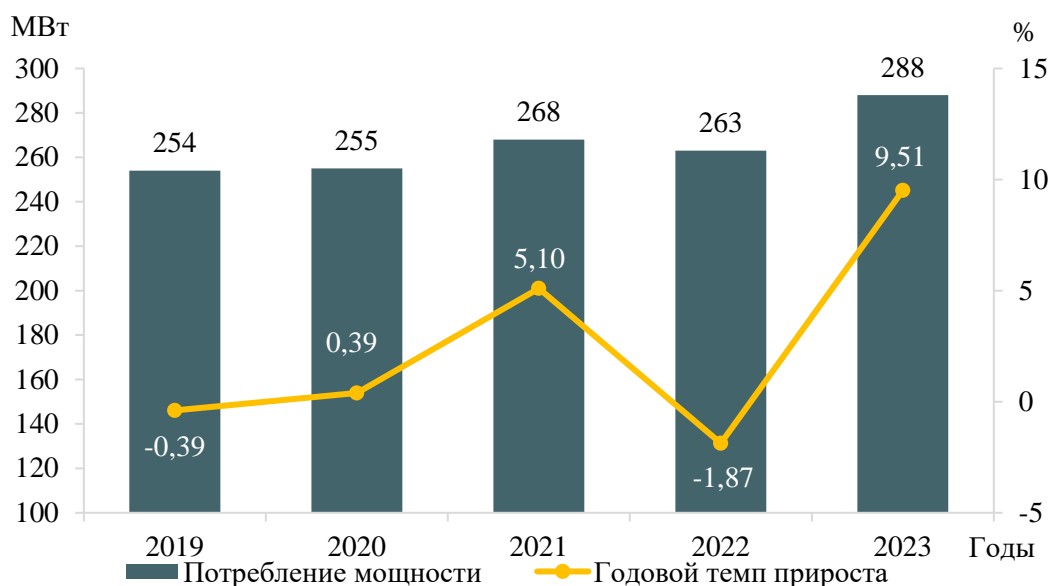


Рисунок 4 – Потребление мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 4329 млн кВт·ч и составило в 2023 году 32037 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,95 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,26 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,75 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 1139 МВт и составил 6057 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,25 %.

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 последние 2 отчетных года сказалась эпидемиологическая ситуация в мире.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,27 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности составило 7,30 % в 2019 году.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея увеличилось на 39 млн кВт·ч и составило в 2023 году 1536 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,52 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,33 % в 2021 году. Наибольшее 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 составляла 4,8–5,5 %.

За период 2019–2023 годов потребление мощности Республики Адыгея выросло на 33 МВт и составило 288 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,46 %, что почти в 1,7 раза ниже, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,51 % в 2023 году; наибольшее годовое снижение мощности 1,87 % в 2022 году.

Доля Республики Адыгеи в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 4,8–5,6 %.

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 2023 году в размере 6057 МВт, в том числе по территории Республики Адыгея в размере 288 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;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

### **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	ПАО «Россети Кубань»	2020	21,46 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Шапсуг от ВЛ 110 кВ Афипская – Октябрьская II	ПАО «Россети Кубань»	2020	21,46 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ветропарк	АО «ВетроОГК»	2019	2×80 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Шапсуг	ПАО «Россети Кубань»	2020	2×40 МВА
3	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Адыгейская	ПАО «Россети Кубань»	2021	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Установка новых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС 220 кВ Черемушки	ПАО «Россети Кубань»	2023	2×25 МВА
5	110 кВ	Установка БСК на ПС 220 кВ Черемушки	ПАО «Россети Кубань»	2023	25 Мвар
6	110 кВ	Установка новых трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2023	2×25 МВА
7	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2023	25 Мвар

## 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 иного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольных 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	
		Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Центральный энергорайон
2019	18.12.2019	7,5	6,0
	19.06.2019	27,5	27,2
2020	16.12.2020	3,6	1,9
	17.06.2020	23,9	30
	07.07.2020 <sup>1)</sup>	35,8	35,8
2021	20.01.2021 <sup>1)</sup>	-6,9	-6,9
	16.06.2021	29,6	30,8
	20.07.2021 <sup>1)</sup>	35,6	35,6
	15.12.2021	7,9	4,9
2022	15.06.2022	22,2	21,2
	21.12.2022	1,6	-1,1
2023	21.06.2023	28,9	28,8
	07.08.2023 <sup>1)</sup>	33	33
	20.12.2023	8,4	8,4

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены температуры в дни иных замеров.

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Кубань»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Кубань» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.



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

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края																
1	ПС 110 кВ Шовгеновская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	9,15	9,6	10,6	13,3	9	9,4	11,8	15,29 <sup>1)</sup>	12,16	15,79	0
		110/35/10	T-2	115/38,5/11	16	9,15	7,9	9,7	11	10,4	9,28	10,2	11,9 <sup>1)</sup>	7,5	11,18	
2	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	T-2	115/38,5/11	16	13,32	15,7	14,96	12,57	15,53	15,53	19,16 <sup>1)</sup>	17,81	13,62	16,6	0
Центральный энергорайон																
3	ПС 110 кВ ИКЕА	110/10	T-1	115/11/11	25	10,91	10,91	14,1	9,12	9,75	13,85	15,55	19,44 <sup>1)</sup>	8,87	14,26	0
		110/10	T-2	115/11/11	25	5,77	5,61	5,99	11,61	13,06	7,16	12,87	12,91 <sup>1)</sup>	12,77	19,37	
4	ПС 110 кВ Термнефть	110/10	T-1	115/11	16	6,64	7,48	7,74	6,46	6,30	8,26	8,99	10,57 <sup>1)</sup>	5,76	12,08 <sup>1)</sup>	0
		110/10	T-2	115/11	16	8,17	6,41	6,41	10,00	11,87	7,70	11,37	11,84 <sup>1)</sup>	8,64	13,24 <sup>1)</sup>	
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	110/10	T-1	115/11	6,3	2,11	2,12	1,15	1,54	1,76	1,01	1,08	1,86 <sup>1)</sup>	1,34	1,63	0
		110/10	T-2	115/11	6,3	3,64	3,42	3,98	3,39	5,26	3,01	2,95	4,21 <sup>1)</sup>	3,23	4,64	
6	ПС 110/35/10 кВ Водохранилище	110/35/10	T-3	115/38,5/11	10	6,33	7,27	8,24	5,20	8,27	7,88	8,04	11,09 <sup>1)</sup>	4,14	10,91	0
		110/35/10	T-4	115/38,5/11	10	0,33	0,32	1,07	1,58	0,26	0	0,14	0,27 <sup>1)</sup>	0,36	0,09	

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера.

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

№ 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
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края												
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-У1	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Центральный энергорайон												
3	ПС 110 кВ ИКЕА	T-1	ТРДН-25000/110У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110У1	2014	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
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	75	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	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110/10	1976	100	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	100	1,2	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДТН-10000/110/35/10	1976	100	1,2	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 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	
1	ПС 110 кВ ИКЕА	2023 / лето	33,63	ПС 110 кВ ИКЕА	Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»	03.02.2022	21200-21-00628170-1	2024	10	0	10	7	65,655	65,655	65,655	65,655	65,655	65,655	
					Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик»	03.02.2022	21200-21-00688126-1	2024	30	0	10	21							
					Индивидуальный предприниматель Анисимов Вадим Георгиевич	20.01.2022	21101-21-00695428-1	2024	1	0	10	0,4							
					ТУ для ТП менее 670 кВт (49 шт.)			2024	12,273	8,049	–	0,422							
2	ПС 110 кВ Октябрьская	2020 / лето	19,16	ПС 110 кВ Октябрьская	Физ. лицо	03.06.2022	21101-22-00730376-1	2024	1	0	10	0,2	19,753	19,753	19,753	19,753	19,753	19,753	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (42 шт.)			2024	1,602	0,144	0,4–10	0,146							
					ПС 35 кВ Восход	ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,455	0,05	0,4							0,041
					ПС 35 кВ Энем	ТУ для ТП менее 670 кВт (37 шт.)			2024	1,515	0,04	10							0,148
3	ПС 110 кВ Термнефть	2023 / лето	25,32	ПС 110 кВ Термнефть	ТУ для ТП менее 670 кВт (131 шт.)			2024	4,885	0,255	–	0,463	25,834	25,834	25,834	25,834	25,834	25,834	
4	ПС 110 кВ Шовгеновская	2021 / лето	27,19	ПС 35 кВ Дондуковская	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,327	0,037	0,4	0,029	27,223	27,223	27,223	27,223	27,223	27,223	
					ПС 35 кВ Егерухай	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,005	0	0,4							0,0005
					ПС 35 кВ Зарево	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,005	0	0,4							0,0005
5	ПС 110/10 кВ Водохранилище	2023 / зима	7,02	ПС 110/10 кВ Водохранилище	Физ. лицо	21.02.2023	21105-23-00789456-1	2024	1	0	10	0,4	7,596	7,596	7,596	7,596	7,596	7,596	
					ТУ для ТП менее 670 кВт (30 шт.)			2024	1,195	0,015	0,4–10	0,118							
6	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	2024	2	0	35	0,8	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	

### ПС 110 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 7, 8 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 7,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 2 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +8,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,091.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,576 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Согласно формуле (1) перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,02 + 0,576 + 0 - 0 = 7,596 \text{ МВА.}$$

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 Водохранилище, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 11 % (без ТП превышение до 2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водохранилище ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водохранилище расчетный объем ГАО составит 0,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,596 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110/35/10 кВ Водохранилище.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 11,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 32 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

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 коэффициентов набора – 0,889 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,36 + 0,889 + 0 - 0 = 12,25 \text{ МВА}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-4) ПС 110/35/10 кВ Водохранилище, оставшегося в работе после отключения Т-4 (Т-3), на величину до 42 % (без ТП превышение до 32 %).

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 3,65 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 12,25 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Шовгеновская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила

27,19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{ддн}}$ , на величину до 97,6 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,033 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,19 + 0,033 + 0 - 0 = 27,223 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Шовгеновская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 98 % (без ТП превышение до 97,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Шовгеновская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Шовгеновская расчетный объем ГАО составит 13,46 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,223 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), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 19,16 МВА. Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Октябрьская превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 40 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,8 °С 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 4,338 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,593 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,16 + 0,593 + 0 - 0 = 19,753 \text{ МВА.}$$

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 44 % (без ТП превышение до 40 %).

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 6,03 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый трансформатор мощностью не менее 19,753 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 трансформатор 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Термнефть.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 25,32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 79 %.

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 4,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,514 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,32 + 0,514 + 0 - 0 = 25,834 \text{ МВА.}$$

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 Т-2 (Т-1), на величину до 83 % (без ТП превышение до 79 %).

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 11,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,834 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), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

#### ПС 110 кВ ИКЕА.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2023 года и составила 33,63 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает  $S_{\text{длн}}$ , на величину до 16,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при повышенном износе изоляции при ТНВ +28,8 °С составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 45,224 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 32,025 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Кубань» в соответствии с ТУ для ТП Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Стройзаказчик» от 03.02.2022 № ИА-03/0022-21 и № ИА-03/0010-21 (договора ТП от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1 и № 21200-21-00688126-1) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,63 + 32,025 + 0 - 0 = 65,655 \text{ МВА.}$$

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 ИКЕА, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 127 % (без ТП превышение до 16,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ИКЕА ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ИКЕА расчетный объем ГАО составит 36,755 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР, а также в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима при отключении 1 или 2 СШ 110 кВ на ПС 110 кВ ИКЕА (схемно отключаются совместно с присоединенными трансформаторами без возможности перевода присоединений на неповрежденную СШ 110 кВ), необходима реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительных трансформаторов мощностью 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 2029 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:

– 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;

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая;

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат;

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

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



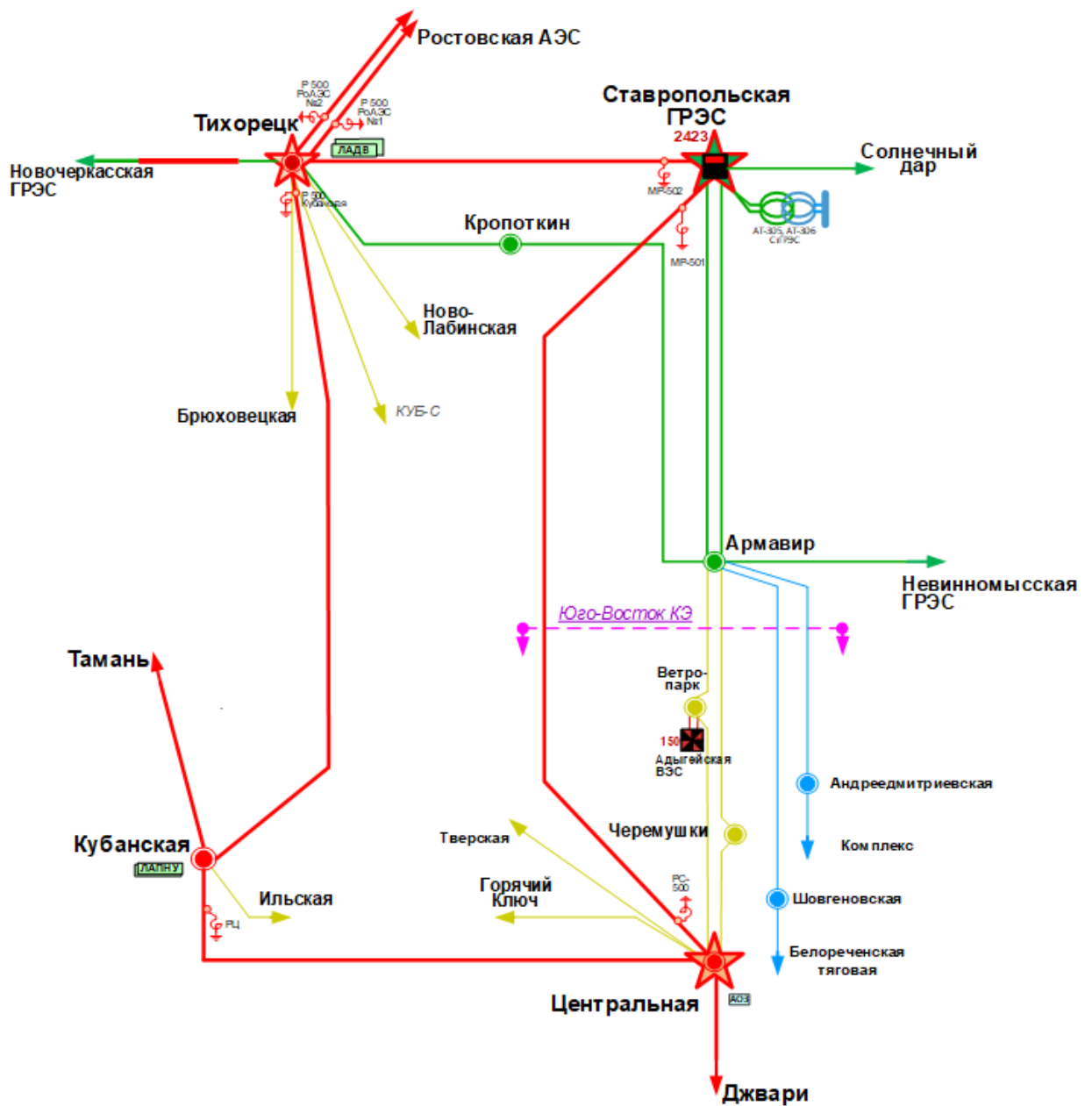


Рисунок 6 – Контролируемое сечение «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края



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 2024–2029 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) при  $T_{НВ} +35\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 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 2030 года прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в объеме 2426 МВт (2135 МВт располагаемой мощности при температуре наружного воздуха  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

В соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 22.05.2024 № 4пр было принято решение об определении единственным исполнителем поставщиком мощности новых генерирующих объектов на Таврической ТЭС в объеме не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), а также на Ударной ТЭС не более 250 МВт установленной мощности или не более 220 МВт располагаемой мощности (при температуре наружного воздуха  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

В соответствии с решениями совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака для покрытия оставшегося дефицита мощности в объеме 1926 МВт необходима реализация следующих мероприятий:

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2029 году;

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани» в 2029 году;

- строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 170 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 году (суммарно 340 МВт);

- восстановление существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт для обеспечения возможности продолжения эксплуатации генерирующего оборудования.

Кроме того, в целях покрытия дефицита мощности в период 2025–2026 годов необходимо размещение мобильных газотурбинных установок суммарной установленной мощностью 500 МВт в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «ОЭС – Кубань» и в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

–

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 Новочеркасская 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 Новочеркасская ГРЭС);

– КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасская 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 2024–2029 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 (2024 год);

2) включенные в ТУ для ТП к электрическим сетям:

– строительство ПС 110 кВ Юг-Агро с трансформатором 110/10 кВ мощностью 40 МВА, строительство ЛЭП 110 кВ Черемушки – Юг-Агро (2023 год, ТУ ООО «Юг-Агро»);



– строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, строительство двух ЛЭП 110 кВ Черемушки – Плато ориентировочной протяженностью 75 км (2023 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 +35 °С (для теплого периода с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного 5 °С).

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для этапа 2029 года.

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 +35 °С МДП составит 447 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 +35 °С на этапе 2029 года для выявлено, что в нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная возникает перегрузка КС «Юго-Восток» на 227 МВт (расчетный переток 674 МВт при  $\text{МДП}^{+35\text{ °С}} = 447 \text{ МВт}$ ), нагрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 127 % (461 А) и 130 % (473 А) соответственно от  $I_{\text{ддтн}}$  (363 А). Также в данной СРС выявлено превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, токовая нагрузка составила 111 % (691 А) от  $I_{\text{ддтн}}$  (625 А).

В целях снижения перетока мощности в КС «Юго-Восток» в качестве СРМ рассматривается вариант с возможной разгрузкой генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС. При этом, по результатам расчетов выявлено, что с учетом перспективной потребности в мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской 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 207 МВт (расчетный переток 654 МВт при  $MДП^{+35\text{ }^{\circ}\text{C}} = 447\text{ МВт}$ ), нагрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 123 % (446 А) и 126 % (457 А) соответственно от  $I_{ддтн}$  (363 А). Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 107 % (670 А) от  $I_{ддтн}$  (625 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  $I_{ддтн+35\text{ }^{\circ}\text{C}}=832\text{ А}$  (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).

Кроме того, для недопущения ограничения МДП КС «Юго-Восток» с учетом установки АТ-6 330/220/10 кВ на ПС 330 кВ Армавир рекомендуется выполнить замену провода ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк и замену ошиновки на ПС 220 кВ Ветропарк с  $I_{ддтн+35\text{ }^{\circ}\text{C}}=726\text{ А}$ .

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 качестве альтернативного решения может быть рассмотрено строительство ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная № 2, после реализации которого 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 2029 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 2029 год

Схема сети	МДП <sup>+35 °С</sup>		Расчетный переток 2029 г., МВт
	КС	МВт	
Исходная схема			
Нормальная схема	Юго-Восток	1358	1264
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	447	674
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом СРМ: разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 168 МВт	Юго-Восток	447	654
	Волгоградское в ОЭС Юга	1900	1404
	Волгоград – Ростов	1400	731
	Кубанское	2700	2695
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная с учетом СРМ:	Невинномысск	495	310
	Юго-Восток	447	610
	Волгоградское в ОЭС Юга	1900	1938
	Волгоград – Ростов	1400	1298
	Кубанское	2700	3004

Схема сети	МДП <sup>+35 °С</sup>		Расчетный переток 2029 г., МВт
	КС	МВт	
разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 750 МВт (справочно)	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	717	687
Вариант № 2. Строительство ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная №2			
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	1358	1252

Таблица 11 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2029 год

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	$I_{длн}, А$	$I_{адлн}, А$	Расчетный ток, 2029 г., А	% от $I_{длн}$
Исходная схема					
ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	625	750	691	111
Исходная схема с разгрузкой генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 168 МВт					
ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	625	750	670	107

По результатам технико-экономического сравнения наиболее экономичным вариантом для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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 2025–2030 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	2024	ПС 110 кВ ИКЕА
2	Всесезонный экокорт «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	0,0	16,0	10	2024 2025	ПС 110 кВ Плато
3	Индустриальный парк «Яблоновский»	ГБУ РА «Стройзаказчик»	0,0	10,0	110	2024	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 2025–2030 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	33715	33752	34872	35790	36912	37791	38468
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	37	1120	918	1122	879	677
Годовой темп прироста, %	–	0,11	3,32	2,63	3,13	2,38	1,79
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1660	1677	1770	1786	1799	1802	1810
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	17	93	16	13	3	8
Годовой темп прироста, %	–	1,02	5,55	0,90	0,73	0,17	0,44
Доля потребления электрической энергии Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	4,9	5,0	5,1	5,0	4,9	4,8	4,7

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 38468 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,65 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2028 году и составит 1122 млн кВт·ч или 3,13 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 37 млн кВт·ч или 0,11 %.

Потребление электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется на уровне 1810 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея прогнозируется в 2026 году и составит 93 млн кВт·ч или 5,55 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 3 млн кВт·ч или 0,17 %.

Доля Республики Адыгеи в потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 5,1–4,7 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Республики Адыгея учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные 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;
- строительством курортного комплекса «Лаго-Наки».

### 3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Республике Адыгея на период 2025–2030 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	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	5094	5213	5371	5535	5656	5745	5793
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	119	158	164	121	89	48
Годовой темп прироста, %	–	2,34	3,03	3,05	2,19	1,57	0,84
Число часов использования максимума потребления мощности (в зимний период), ч/год	6619	6475	6493	6466	6526	6578	6640
<b>СПРАВОЧНО</b>							
Максимум потребления мощности (в летний период), МВт	6108	6173	6364	6563	6712	6830	6882
Годовой темп прироста, %	–	1,06	3,09	3,13	2,27	1,76	0,76
<i>Республика Адыгея</i>							
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	268	284	285	286	287	289	290
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	16	1	1	1	2	1
Годовой темп прироста, %	–	5,97	0,35	0,35	0,35	0,70	0,35
Доля потребления мощности Республики Адыгея в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	5,3	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	5,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6194	5905	6211	6245	6268	6235	6241

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период) в 2030 году прогнозируется на уровне 5793 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,04 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 164 МВт или 3,05 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 48 МВт или 0,84 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума (зимнего периода) к 2030 году прогнозируется на уровне 6640 ч/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Республики Адыгея к 2030 году прогнозируется на уровне 290 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,46 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 16 МВт или 5,97 %, что обусловлено началом ввода объектов всесезонного курорта; минимальный прирост мощности прогнозируется по 1 МВт или 0,35 % в период 2026–2028 годов и 2030 году.

Доля Республики Адыгеи в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 5,4–5,0 %.

Годовой режим потребления электрической мощности Республики Адыгея в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования потребления мощности прогнозируется на уровне 6241 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.

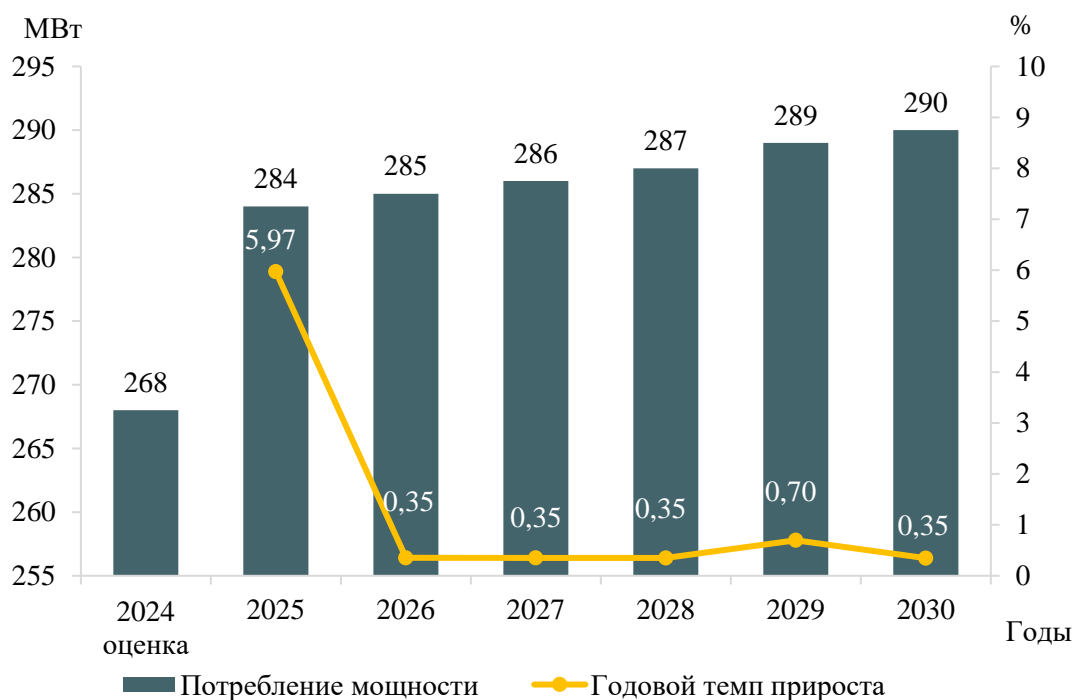


Рисунок 9 – Прогноз потребления мощности Республики Адыгея и годовые темпы прироста

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

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2025–2030 годов не планируется.



Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 180,7 МВт. К 2030 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	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 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

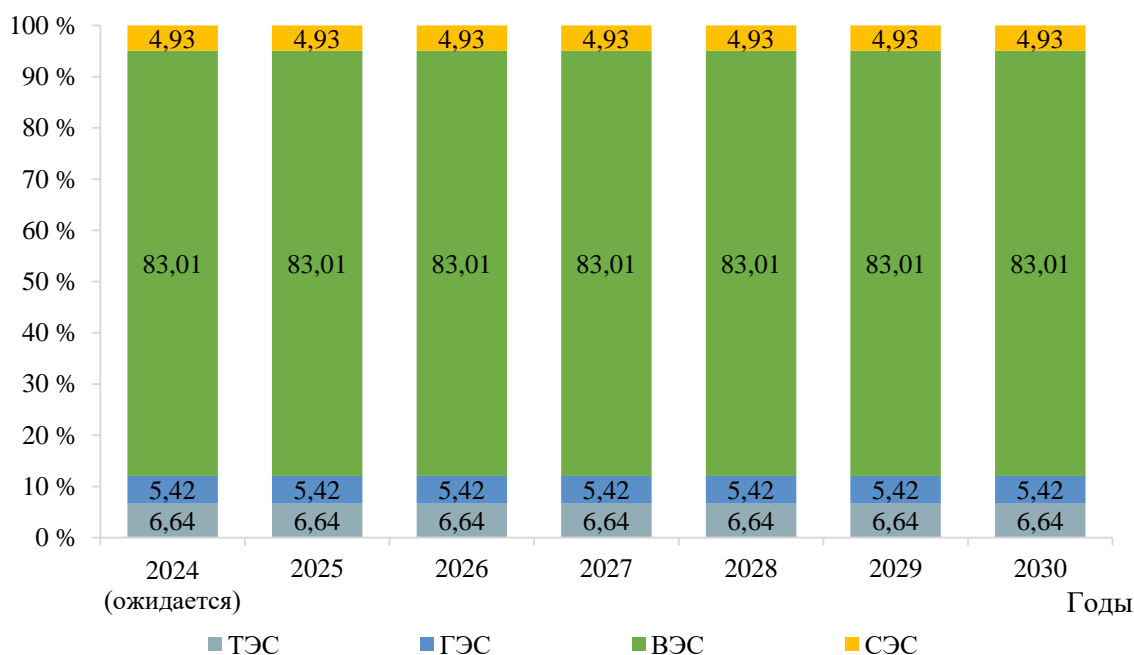


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея

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 перемаркировке) приведен в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 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	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км  <i>На территории Краснодарского края (справочно):</i> – строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА; – строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 7,14 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	7,14	–	–	–	–	–	–	7,14				
3	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой и ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС 110 кВ ИКЕА	ПАО «Россети Кубань»	110	км	12,94	–	–	–	–	–	–	12,94				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 2,57 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2,57	–	–	–	–	–	–	2,57				
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 2,88 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2,88	–	–	–	–	–	–	2,88				
6	Реконструкция ПС 110/10 кВ ИКЕА с установкой трансформаторов Т-3 и Т-4 напряжением 110/10-10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с увеличением трансформаторной мощности	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Анисимов В.Г.	ИП Анисимов В.Г.	–	1
8	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лагонаки»	ООО «Лагонаки»	–	16
9	Строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Центральная – Черемушки до ПС 110 кВ Плато	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
11	Строительство ЛЭП 110 кВ Хаджок – Плато	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				

### **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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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	ПАО «Россети»	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	ПАО «Россети»	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

**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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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	ПАО «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	ПАО «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	ПАО «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 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой третьего и четвертого трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик», ИП Анисимов В.Г.



## 5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Техничко-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [4]).

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

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 19).

Таблица 19 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	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 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.04.2024	109,1	108,4

## **5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»**

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2025–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

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

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %.

Таблица 20 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						330 кВ	220 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Установка третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир (АТ-6)	–	–	–	330/220/10	1×240	–	–	–	750,33
Расширение РУ 330 кВ ПС 330 кВ Армавир на две ячейки для присоединения АТ-6 ПС 330 кВ Армавир	–	–	–	–	–	ОРУ; № 330 – 17/2 яч.; I <sub>дл</sub> = 2000 А	–	–	685,21
Расширение РУ 220 кВ ПС 330 кВ Армавир на одну ячейку (два разъединителя, один выключатель) для присоединения АТ-6 ПС 330 кВ Армавир	–	–	–	–	–	ОРУ № 220 – 15/1 I <sub>дл</sub> = 1000 А	–	–	187,19
Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	220	1×1×130,48	АС-500	–	–	–	–	–	706,98
Реконструкция ошиновки ПС 220 кВ Черемушки с увеличением пропускной способности для присоединения ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	220	1×1×0,2	АС-500	–	–	–	–	–	14,57
Реконструкция ошиновки ПС 330 кВ Армавир с увеличением пропускной способности для присоединения ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки	220	1×1×0,2	АС-500	–	–	–	–	–	14,57
Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	220	1×1×102,647	АС-400	–	–	–	–	–	462,68
Реконструкция ошиновки ПС 220 кВ Ветропарк с увеличением пропускной способности для присоединения ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк	220	1×1×0,2	АС-400	–	–	–	–	–	14,43
Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	220	1×1×68,643	АС-400	–	–	–	–	–	306,53
Реконструкция ошиновки ПС 220 кВ Ветропарк с увеличением пропускной способности для присоединения ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	220	1×1×0,2	АС-400	–	–	–	–	–	14,43
Итого по варианту № 1									3156,92
Вариант № 2									
Строительство второй цепи ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	500	1×1×196	3АС-300	–	–	–	–	–	17587,83
Расширение РУ 500 кВ Ставропольская ГРЭС на две ячейки для присоединения ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная 2 цепь	–	–	–	–	–	ОРУ; № 500 – 15/2 яч.; I <sub>дл</sub> = 2000 А	–	–	932,33
Расширение РУ 500 кВ ПС 500 кВ Центральная на две ячейки для присоединения ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная 2 цепь	–	–	–	–	–	ОРУ; № 500 – 15/2 яч.; I <sub>дл</sub> = 2000 А	–	–	932,33
Итого по варианту № 2									19452,49

Таблица 21 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	3156,92	19452,49
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>616 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1860,66	4177,28
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3603,92	18249,99
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>506 %</i>

Таблица 22 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	3156,92	540,91	540,91	2075,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	1476,19	0,00	0,00	1476,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование 220 кВ и выше	1680,73	540,91	540,91	598,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1860,66	0,00	0,00	0,00	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03
в том числе:																									
ВЛ	213,74	0,00	0,00	0,00	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69
Электрооборудование 220 кВ и выше	1646,92	0,00	0,00	0,00	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	5017,58	540,91	540,91	2075,10	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03	93,03
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3603,92	540,91	500,84	1779,06	73,85	68,38	63,32	58,63	54,28	50,26	46,54	43,09	39,90	36,94	34,21	31,67	29,33	27,16	25,14	23,28	21,56	19,96	18,48	17,11	17,11

Таблица 23 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	19452,49	3517,57	3517,57	4139,12	4139,12	4139,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	17587,83	3517,57	3517,57	3517,57	3517,57	3517,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование 220 кВ и выше	1864,66	0,00	0,00	621,55	621,55	621,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование 220 кВ и выше	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	4177,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07
в том числе:																									
ВЛ	2532,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70	140,70
Электрооборудование 220 кВ и выше	1644,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37	91,37
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	23629,77	3517,57	3517,57	4139,12	4139,12	4139,12	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07	232,07
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	18249,99	3517,57	3257,01	3548,63	3285,77	3042,38	157,94	146,24	135,41	125,38	116,09	107,49	99,53	92,16	85,33	79,01	73,16	67,74	62,72	58,08	53,77	49,79	46,10	42,69	

Как видно из таблицы 21, наиболее экономичным вариантом для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

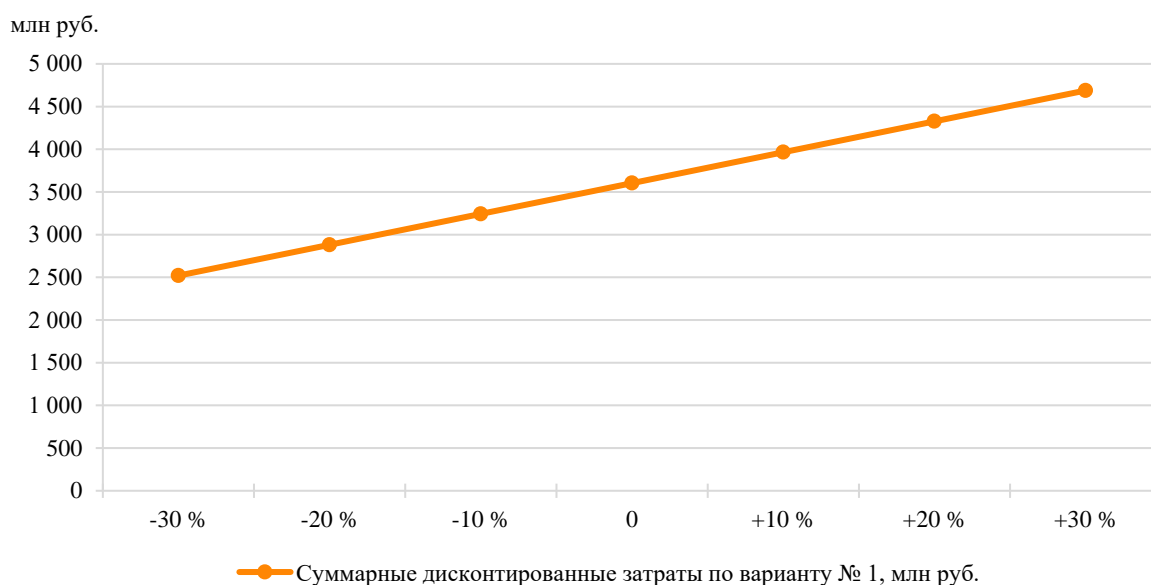
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

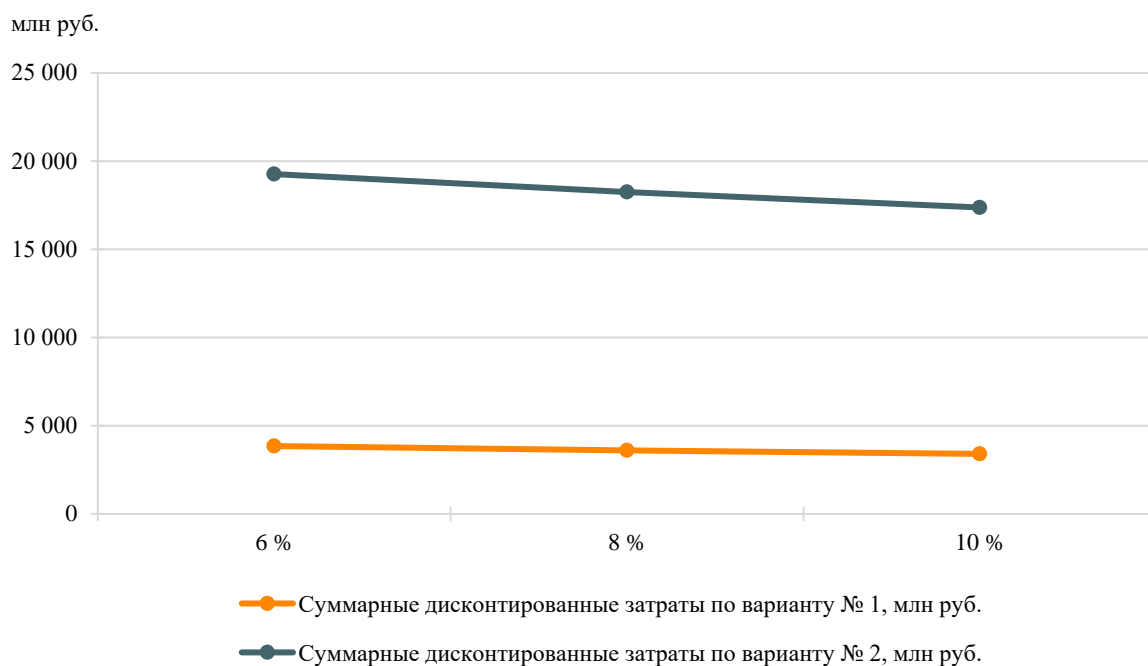
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	2520	2881	3243	3604	3965	4327	4688

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

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



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3848	3604	3402
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	19264	18250	17373

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

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 289 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 1. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 2 остается более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 401 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 411 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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:

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

4) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) утвержденных приказом Минэнерго России от 16.11.2023 № 5@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 19@;

6) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 03.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

7) данных, предоставленных ПАО «Россети Кубань» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [7];

8) 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 прогнозов 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);

– 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 24.

Таблица 24 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Республики Адыгея (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	4513	3476	3189	–	–	1467	–	12645



## **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 [8];
- 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 [9] 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 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 32 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 78 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «ЭлектросетиКубани» (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 2023 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [7];

– 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 [10].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

---

<sup>1</sup> Приказ Министерства топливно-энергетического комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Краснодарского края от 25.11.2022 № 39/2022-э.

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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)
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	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли

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

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 29.11.2023 № 32/2023-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» (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 Федерации<sup>3</sup>.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 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).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых)

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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 России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,7 %	2,1 %	2,1 %	2,3 %	1,2 %	1,5 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из

утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который 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 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	39742	40660	8481	11351	9401	9401
объем 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)	30877	32680	699	1950	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	20074	94416	12950	15762	12973	12973

### 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 28 и на рисунке 13.

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

Таблица 28 – 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	84,2	94,2	101,7	108,5	114,0	120,1
НВВ	млрд руб.	134,4	148,5	125,8	116,2	110,7	109,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	50,2	54,3	24,1	7,7	-3,3	-10,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,68	4,03	4,26	4,44	4,61	4,79
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,87	6,35	5,27	4,76	4,48	4,38
Среднегодовой темп роста	%	–	108	83	90	94	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,19	2,32	1,01	0,31	-0,13	-0,41

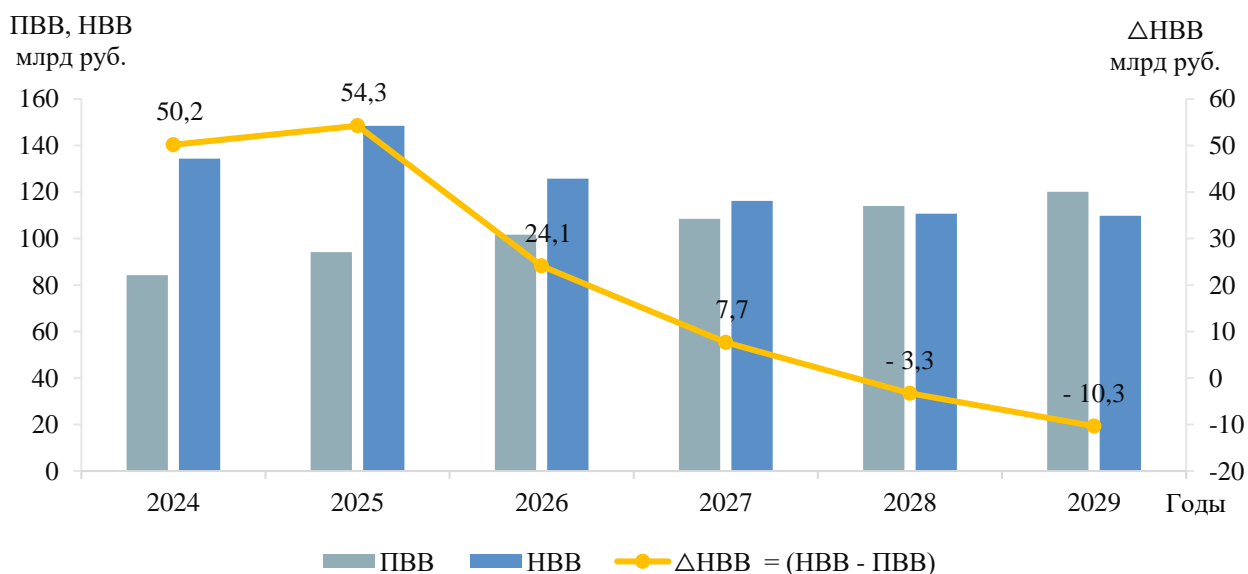


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 28, 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 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования во всех сценариях: в 2025–2027 годов – в сценарии 1 и на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 88,8–210,4 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.



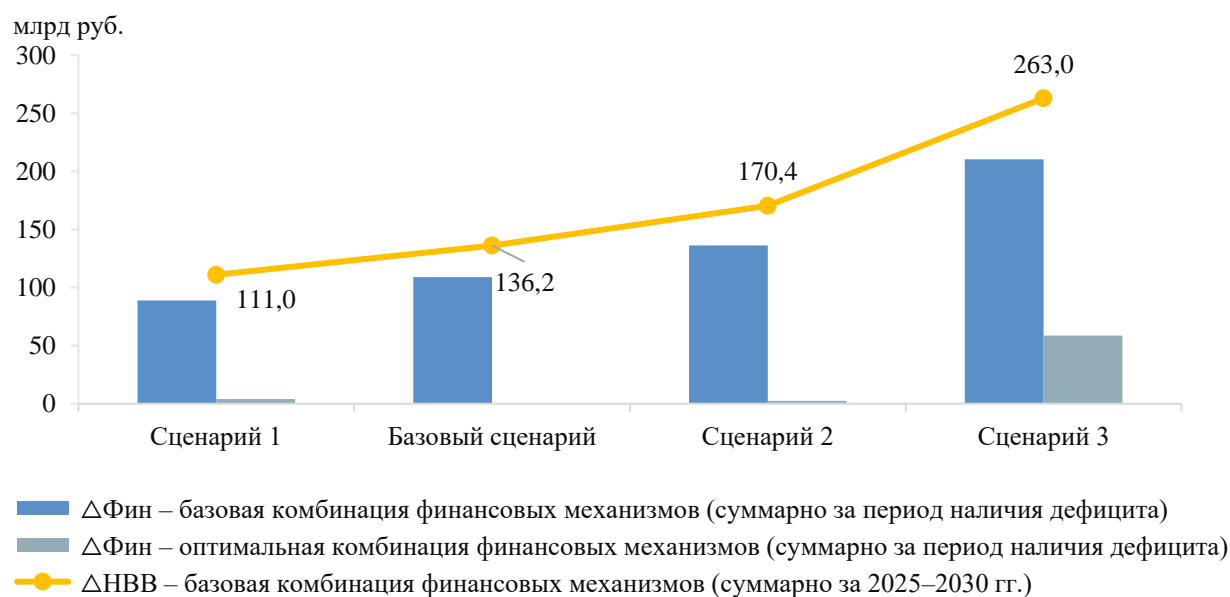


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	30 %	52 %	65 %	84 %
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 14, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 1 (таблица 29) за счет изменения финансовых механизмов. В остальных сценариях возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию Республики Адыгея, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования 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 2030 году в объеме 1810 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,37 %.

Потребление мощности в зимний период Республики Адыгея к 2030 году составит 290 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,46 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Республики Адыгея в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5905–6268 ч/год.

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Республики Адыгея, к 2030 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 348,3 км, трансформаторной мощности 572 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.11.2024).

3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28224/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28224/) (дата обращения: 29.11.2024).

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/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.11.2024).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой

организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_199581/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_199581/) (дата обращения: 29.11.2024).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.121-2012.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 29.11.2024).

7. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_442245/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/) (дата обращения: 29.11.2024).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.11.2024).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.11.2024).

10. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.11.2024).

**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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					01.01.2024									
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Республики Адыгея														
Майкопская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерг»			-										
		1	РО-45-В-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	РО-45-В-150		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	РО-45-В-150		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		4	РО-45-В-150		2,7	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 «Картонгара»	ЗАО «Картонгара» (ТЭЦ ЦКЗ г.Майкоп)			Газ										
		1	АПП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АПП-6		6,0	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	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	2,5	
		2-9	LP2 L100-2,5 (LP2)		20,0	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1051,64	1051,64
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	22,61	22,61
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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	734,62	734,62
4	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	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	22,39	22,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
5	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	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	480,56	480,56
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	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	22,39	22,39
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	ПАО «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	1551,39	1551,39
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	ПАО «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	1871,01	1871,01

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
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	ПАО «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	2173,45	2173,45
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1974,53	1974,53
11	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	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	1455,71	1455,71



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
12	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ ИКЕА с установкой третьего и четвертого трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1495,3	853,35

#### Примечания

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

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