

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И  
КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 2

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	24
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	24
2.1.1 Краснодарский энергоузел .....	24
2.1.2 Усть-Лабинский энергоузел .....	26
2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Запад» .....	28
2.1.4 Красноармейский энергоузел.....	30
2.1.5 Транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая.....	32
2.1.6 Тихорецкий энергоузел.....	34
2.1.7 Армавирский энергоузел .....	36
2.1.8 Лабинский энергоузел.....	38
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.....	40
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	40
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 .....	138
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	144
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	144
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	145
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	145
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 .....	145
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности .....	145
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	149
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	149
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	151
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	152
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	155
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	157
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	157
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 Краснодарского края.....	160
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	167
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 .....	169
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети... ..	180
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками .....	181
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ .....	188
5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи.....	194
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	199

7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	200
7.1	Основные подходы.....	200
7.2	Исходные допущения.....	201
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	204
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	205
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	207
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>209</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>210</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>212</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 .....	<b>218</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИА	–	исполнительный аппарат
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
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
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость

НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОДЗ	–	область допустимых значений
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С;	–	режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
САОН	–	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	–	секционный выключатель
сек.; сш	–	секция шин
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение

ТСО	–	Территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шинный разъединитель
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{длн}$	–	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 2024–2029 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 и Краснодарского края за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО;
- мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности.

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 электроэнергии 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.;

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

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

– Республики Крым и г. Севастополя (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 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

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Краснодарского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Краснодарского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Абинский электрометаллургический завод»	198,7
ОАО «РЖД»	175,8
Более 50 МВт	
ОАО «Новоросцемент»	64,9

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Новоросметалл»	70,0
ЗАО «Таманьнефтегаз»	51,3
АО «Черномортранснефть»	68,6
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р» НПС «Тихорецкая»	49,3
ОАО «Верхнебаканский Цементный Завод»	45,0
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	27,3
ООО «Еврохим-Белореченские минеральные удобрения»	24,2
АО «КТК-Р» НПС-7	23,3
АО «КТК-Р» НПС-8	20,8
ООО «Афипский НПЗ»	16,5
ООО «ТК «Зеленая Линия»	34,5

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, на 01.01.2023 составила 2477,7 МВт, в том числе: ГЭС – 71,1 МВт, ТЭС – 2404,3 МВт, СЭС – 2,4 МВт.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (отсоединение)	
Всего	2475,4	3,9	–	–	-1,5	2477,7
ГЭС	69,6	1,5	–	–	–	71,1
ТЭС	2405,8	–	–	–	-1,5	2404,3
ВИЭ всего	–	2,4	–	–	–	2,4
СЭС	–	2,4	–	–	–	2,4

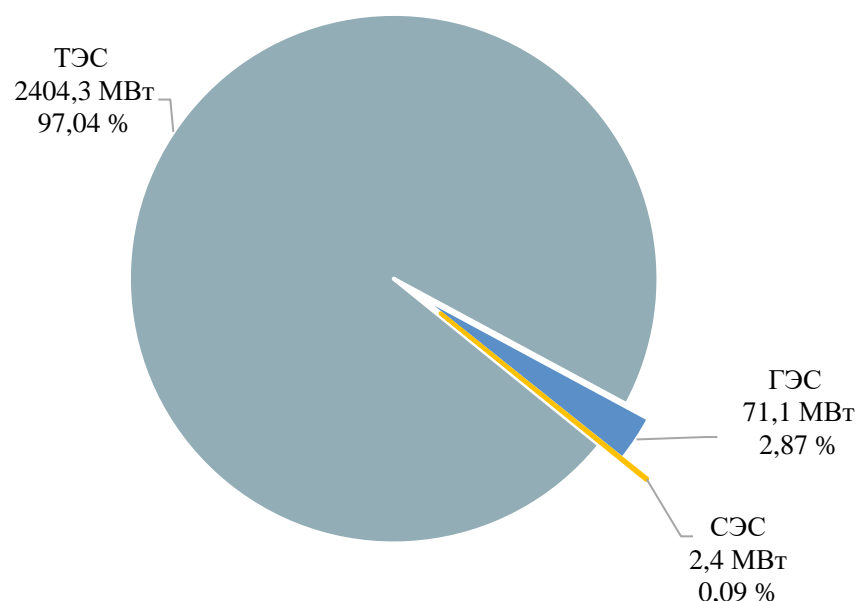


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27708	27628	27421	29961	31049
Годовой темп прироста, %	2,66	-0,29	-0,75	9,26	3,63
Максимум потребления мощности, МВт	4918	4559	4982	5593	5466
Годовой темп прироста, %	-2,36	-7,30	9,28	12,27	-2,27
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5634	6060	5504	5357	5680
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	11.07 15:00	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	30,1	27,8	29,6	29,6	27,4
<i>Краснодарский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26211	26137	25921	28336	29403
Годовой темп прироста, %	2,81	-0,28	-0,83	9,32	3,77

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,6	94,6	94,5	94,6	94,7
Потребление мощности (совмещенное) Краснодарского края на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	4663	4305	4727	5325	5203
Годовой темп прироста, %	-2,51	-7,68	9,80	12,65	-2,29
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,8	94,4	94,9	95,2	95,2
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5621	6071	5484	5321	5651

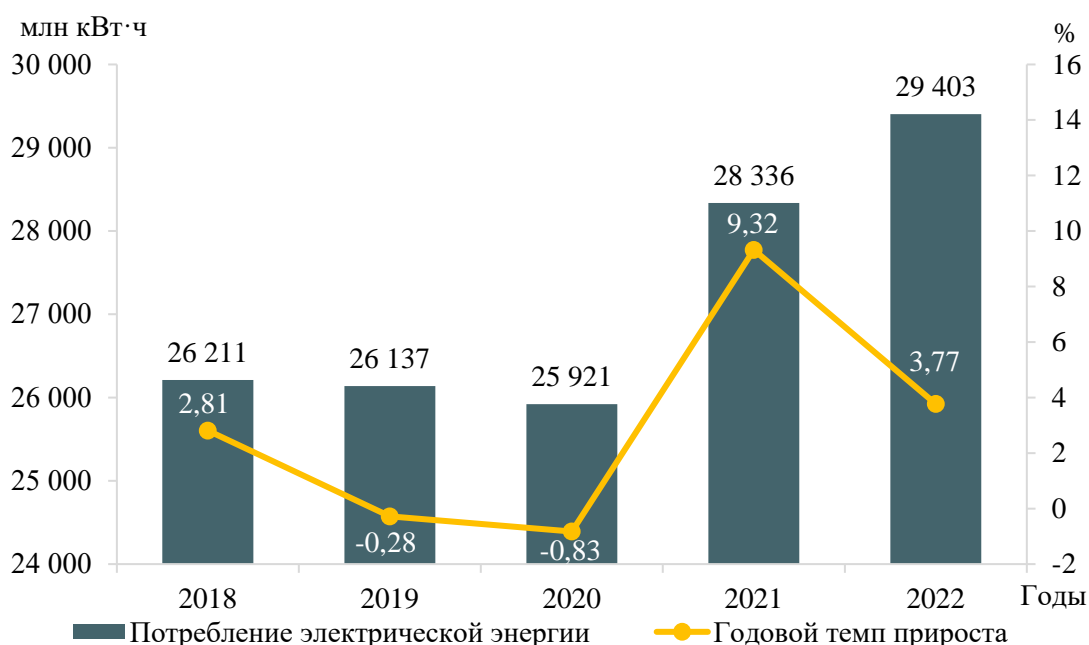


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста

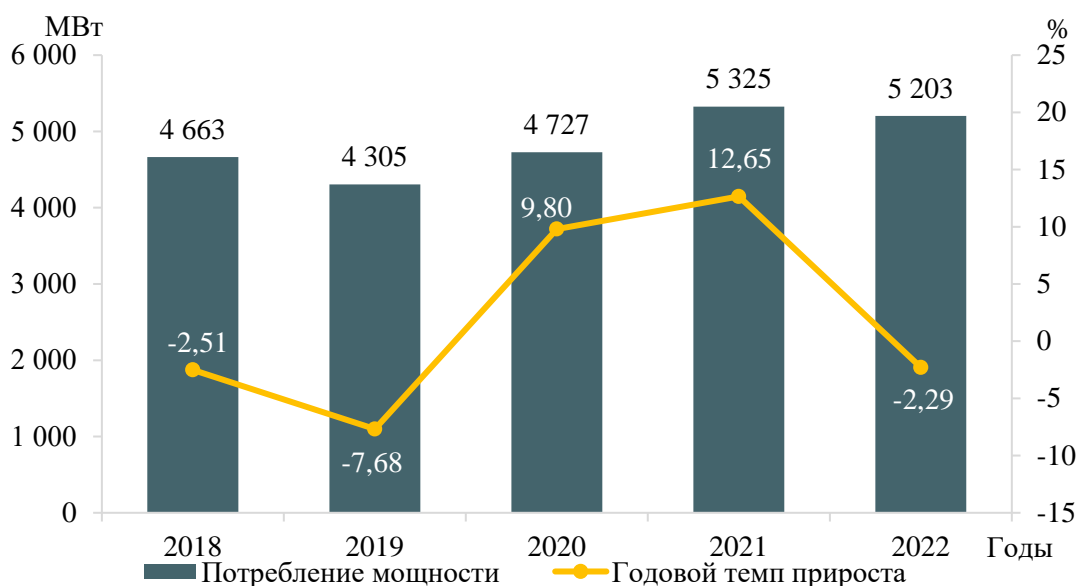


Рисунок 3 – Потребление мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 4060 млн кВт·ч и составило в 2022 году 31049 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,84 %. 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 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 429 МВт и составил 5466 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,65 %.

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. Максимумы потребления мощности в зимние периоды на 8–13 % ниже годового максимума.

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

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Краснодарского края увеличилось на 3908 млн кВт·ч и составило в 2022 году 29403 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,89 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,32 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,83 %.

Доля Краснодарского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 94,5–94,7 %.

За период 2018–2022 годов потребление мощности Краснодарского края выросло на 420 МВт и составило 5203 МВт. Прирост мощности соответствует

среднегодовому темпу прироста мощности 1,70 %, значение которого выше, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,65 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -7,68 %.

Доля Краснодарского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 94,4–95,2 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Краснодарского края из-за значительной доли в энергосистеме сопоставим с режимом энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

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

- увеличением потребления в обрабатывающей промышленности;
- вводом новых потребителей, в том числе ООО «ТК» Зеленая Линия;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- эпидемиологической ситуацией в мире в 2020–2021 годах;
- прохождением годовых максимумов в летний период;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Лорис – Пашковская на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис и ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,7 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Лорис – Пашковская на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ЛЭП:	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,7 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис и ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская			
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Новомихайловская – Лермонтово на ПС 110 кВ Лазурная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская и ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,12 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Новомихайловская – Лермонтово на ПС 110 кВ Лазурная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская и ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,12 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская тяговая. Образована из ВЛ 110 кВ Усть-Лабинск – Кореновская тяговая путем отключения от ПС 220 кВ Усть-Лабинск и подключением к ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	2018	–
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат I цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь	ПАО «Россети»	2018	0,59 км
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат II цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь	ПАО «Россети»	2018	0,44 км
8	220 кВ	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат I цепь на	ПАО «Россети»	2018	0,59 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь			
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат II цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь	ПАО «Россети»	2018	0,44 км
10	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Усть-Лабинск – Тихорецк на ПС 220 кВ Ново-Лабинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская и ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск	ПАО «Россети»	2018	0,17 км
11	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Тамань – Порт №1	ПАО «Россети Кубань»	2018	53,7 км
12	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Тамань – Порт №2	ПАО «Россети Кубань»	2018	53,8 км
13	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Усть-Лабинск – Тихорецк на ПС 220 кВ Ново-Лабинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская и ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск	ПАО «Россети»	2018	0,17 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ Порт от ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 1 цепь с отпайкой на ПС Волна-2 и изменением диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №1 с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	5,36 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ Порт от ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 2 цепь с отпайкой на ПС Волна-2 и изменением диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №2 с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	5,27 км



№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская 220 – Вышестеблиевская тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,17 км
17	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская тяговая – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	29,36 км
18	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Порт – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	6,1 км
19	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ЗИП с отпайкой на ПС РИП на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП и КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ -Восточная промзона с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	2,74 км
20	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ОБД – Северная на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная и КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,27 км
21	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ОБД – Северная на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная и КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,27 км
22	110 кВ	КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ЗИП с отпайкой на ПС РИП на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП и КВЛ 110 кВ	ПАО «Россети Кубань»	2019	2,74 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками			
23	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск I цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
24	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск II цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
25	220 кВ	ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Армавир – Центральная на ПС 220 кВ Ветропарк с образованием двух новых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	ПАО «Россети»	2019	16,17 км
26	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская I цепь	ПАО «Россети»	2019	2,79 км
27	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская II цепь	ПАО «Россети»	2019	3,07 км
28	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – Вышестеблиевская на ПС 500 кВ Тамань с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора и ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2	ПАО «Россети»	2019	0,82 км
29	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – Вышестеблиевская на ПС 500 кВ Тамань с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора и ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2	ПАО «Россети»	2019	0,82 км
30	220 кВ	ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Армавир – Центральная на ПС 220 кВ Ветропарк с образованием двух новых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	ПАО «Россети»	2019	16,17 км
31	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Афипская – Афипский НПЗ	ПАО «Россети»	2019	6,54 км
32	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №1	ПАО «Россети»	2019	3 км
33	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №2	ПАО «Россети»	2019	3 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
34	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
35	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
36	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афицкая – Науменковская №1	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
37	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афицкая – Науменковская №2	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
38	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная №1	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
39	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная №2	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
40	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трех ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	4 км
41	220 кВ	ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трех ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	5 км
42	220 кВ	ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трех ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	5 км
43	110 кВ	ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская. Включение участка ЛЭП на ПС 110 кВ Красноармейская отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	2021	0,06 км
44	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская I цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
45	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская II цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
46	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лесной порт от	ПАО «Россети Кубань»	2021	8,45 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II цепь с отпайками			
47	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора на ПС 220 кВ Виноградная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная и ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	ПАО «Россети»	2021	8,9 км
48	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора на ПС 220 кВ Виноградная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная и ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	ПАО «Россети»	2021	8,9 км
49	500 кВ	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПАО «Россети»	2018	498,67 км
50	500 кВ	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) на ПС 500 кВ Джвари с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Центральная – Джвар и (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвар и (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) составила 5,9 км	ПАО «Россети»	2021	5,9 км
51	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кубанская – Ильская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Кубанская – Афипская на ПС 220 кВ Ильская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Кубанская – Ильская и ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская	ПАО «Россети»	2022	1,44 км
52	220 кВ	ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Кубанская-Афипская на ПС 220 кВ Ильская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Кубанская – Ильская и ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская	ПАО «Россети»	2022	1,44 км
53	220 кВ	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кольцевая. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская на ПС 220 кВ Кольцевая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат –	ПАО «Россети»	2022	0,02 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		Кольцевая и ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая			
54	220 кВ	ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская на ПС 220 кВ Кольцевая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кольцевая и ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая	ПАО «Россети»	2022	0,02 км
55	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань	ПАО «Россети»	2022	29,42 км
56	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань	ПАО «Россети»	2022	29,42 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Аше	ПАО «Россети Кубань»	2018	10 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	2×10 МВА
3	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Лорис	ПАО «Россети Кубань»	2018	25 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Юго-Западная	ПАО «Россети Кубань»	2018	40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона	ПАО «Россети»	2018	2×80 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	2018	40 МВА 2×25 Мвар
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона	ПАО «Россети»	2018	2×200 МВА
8	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
9	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крымская	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	2018	2×125 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2018	200 МВА
12	500 кВ	Установка ШР и трансформаторов на ПС 500 кВ Тамань	ПАО «Россети»	2018	180 Мвар 501 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аэродром Кореновск	АО «Оборонэнерго»	2019	2×10 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вышестеблиевская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	3×40 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кореновская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
16	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ОБД	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×40 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Портовая тяговая	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
18	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2019	25 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×16 МВА
20	110 кВ	Замена БСК на ПС 330 кВ Кропоткин	ПАО «Россети»	2019	52 Мвар
21	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Брюховецкая	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
22	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
23	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Зелёная линия	ПАО «Россети»	2019	10 МВА+2× 63 МВА
24	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	200 МВА
25	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ангарская	ПАО «Россети Кубань»	2020	2×25 МВА
26	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Науменковская	АО «Оборонэнерго»	2020	2×10 МВА
27	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
28	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2020	25 МВА
29	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
30	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ АЭМЗ	ООО «АЭМЗ»	2020	160 МВА
31	110 кВ	Замена трансформатора Т-4 на ПС 110 кВ Почтовая	ПАО «Россети Кубань»	2021	25 МВА
32	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НПС Нововеличковская	АО «Черномортранснефть»	2021	2×25 МВА
33	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Виноградная	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА
34	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Киевская	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
35	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чекон	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
36	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Курганная тяговая	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
37	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пашковская	ПАО «Россети Кубань»	2022	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
38	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Почтовая	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА
39	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Пасечная	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА
40	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кудепста	ПАО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
41	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	ПАО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
42	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ильская	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
43	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кольцевая	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
44	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афипская	ПАО «Россети»	2022	125 МВА
45	220 кВ	Замена автотрансформатора АТ-1 на ПС 220 кВ Кирилловская	ПАО «Россети»	2022	195 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

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

- 1) Центральный энергорайон, в том числе:
  - Краснодарский энергоузел;
  - Усть-Лабинский энергоузел;
- 2) Юго-Западный энергорайон, в том числе:
  - контролируемое сечение «Юго-Запад»;
  - Красноармейский энергоузел;
  - транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая;
- 3) Тихорецкий энергоузел;
- 4) Армавирский энергоузел;
- 5) Лабинский энергоузел.

#### 2.1.1 Краснодарский энергоузел

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Краснодарском энергоузле Центрального энергорайона.



Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1(2) ПС 220 кВ Витаминкомбинат, токовая нагрузка АТ-2(1) ПС 220 кВ Витаминкомбинат превышает ДДТН на величину до 11 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт</p>	<p>Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА.</p> <p>Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км.</p> <p>Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА.</p> <p>Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км.</p> <p>Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км</p>

### 2.1.2 Усть-Лабинский энергоузел

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Усть-Лабинском энергоузле Центрального энергорайона.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Усть-Лабинского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Усть-Лабинск, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Усть-Лабинск, превышает ДДТН на величину до 59 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская.</p> <p>Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская<sup>1)</sup></p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская.</p> <p>Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская<sup>1)</sup></p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Тихорецк – Рассвет, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская тяговая превышает ДДТН на величину до 66 %, ВЛ 110 кВ Кореновская – Кореновская тяговая на величину до 40 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 38 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км</p>

Примечание – <sup>1)</sup> Наименование мероприятия приведено в соответствии с пунктом 8 протокола Минэнерго России от 14.10.2022 №НШ-291пр.

### 2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Запад»

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в контролируемом сечении «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций контролируемого сечения «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Радуга превышает ДДТН на величину до 14 %, ВЛ 110 кВ Джигинская – Радуга на величину до 12 %, ВЛ 110 кВ Крымская – Крымская ПТФ на величину до 4 %, ВЛ 110 кВ Варениковская – Гостагаевская на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете №2 ориентировочной протяженностью 16,5 км.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Бужора со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для присоединения ЛЭП 110 кВ Бужора – Джемете № 2</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете №2 ориентировочной протяженностью 16,5 км.</p> <p>Реконструкция ПС 220 кВ Бужора со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для присоединения ЛЭП 110 кВ Бужора – Джемете № 2</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная, переток активной мощности в КС «Юго-Запад» превышает МДП на величину до 143 МВт.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 143 МВт</p>	<p>Строительство Ударной ТЭС с включением одного блока</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство Ударной ТЭС</p>

#### 2.1.4 Красноармейский энергоузел

В таблице 9 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ превышает ДДТН на величину до 21 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт</p>	<p>Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – ВНИИРис с отпайкой на ПС Водозабор превышает АДТН на величину до 7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная</p>

### 2.1.5 Транзит ВЛ 110 кВ Афи́пская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая

В таблице 10 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО транзита ВЛ 110 кВ Афи́пская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона.



Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Крымская тяговая – Абинская токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Афипская – Северская превышает ДДТН на величину до 25 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км</p>

### 2.1.6 Тихорецкий энергоузел

В таблице 11 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тихорецком энергоузле.

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Тихорецкого энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-6 ПС 500 кВ Тихорецк, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 38 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 150 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме.</p> <p>Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме.</p> <p>Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)</p>

### 2.1.7 Армавирский энергоузел

В таблице 12 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Армавирском энергоузле.

Таблица 12 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Армавирского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 с АТ-2 (присоединены к СШ 110 кВ через 1 выключатель) или в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Армавир, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 30 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 75 МВт</p>	<p>Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключением АТ 1 к 1 СШ 330 кВ, подключением АТ-2 к 2 СШ 330 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключением АТ 1 к 1 СШ 330 кВ, подключением АТ-2 к 2 СШ 330 кВ</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ-330 с АТ-1 и АТ-5 ПС 330 кВ Армавир, с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 и подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330 кВ, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-2 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 41 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт</p>	<p>Переподключение АТ-5 ПС 330 кВ Армавир по стороне 330 кВ в полторную цепочку совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Переподключение АТ-5 ПС 330 кВ Армавир по стороне 330 кВ в полторную цепочку совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Армавир, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 14 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 35 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт</p>	<p>Спрявление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Спрявление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС</p>

### 2.1.8 Лабинский энергоузел

В таблице 13 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Лабинском энергоузле.

Таблица 13 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Лабинского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Центральная – Промзона токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевмитриевская превышает ДДТН на величину до 18 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км</p>

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

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

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой 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 дополнительного контрольного замера. В таблице 14 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 14 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края	Центральный энергорайон	Юго-Западный энергорайон
2018	19.12.2018	3,6	1,4	6,9
	20.06.2018	29,5	29	30,4
	01.08.2018 <sup>1)</sup>	34,4	34,4	34,4
2019	18.12.2019	7,5	6,0	12,3
	19.06.2019	27,5	27,2	29,3
2020	16.12.2020	3,6	1,9	3,5
	17.06.2020	29,6	30	28,8
	07.07.2020 <sup>1)</sup>	35,8	35,8	35,8
2021	20.01.2021 <sup>1)</sup>	-6,9	-6,9	-6,9
	16.06.2021	29,6	30,8	27,9
	20.07.2021 <sup>1)</sup>	35,6	35,6	35,6
	15.12.2021	7,9	4,9	13,4
2022	15.06.2022	22,2	21,2	23,5
	21.12.2022	1,6	-1,1	6,1

Примечание – <sup>1)</sup> Приведены температуры в дни дополнительных контрольных 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 15 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 16 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 17 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 15 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края																			
1	ПС 110 кВ Андреевская	110/35/10	T-1	ТМТН-6300/110	115/38,5/10,5	6,3	1974	99,5	0,69	1,13	1,06	0,4	1,62	1,2	0,99	1,13	1,2	1,47 <sup>2)</sup>	0
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/10,5	16	1986	75	6,38	6,17	6,27	6,98	6,76	5,93	7,15	5,46	6	14,32 <sup>2)</sup>	
2	ПС 110 кВ Апшеронская	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1977	87,5	14,2	12,92	13,67	14,8	15	12,84	10,92	13,57	13,39 <sup>1)</sup>	11,71	6,8
			T-2	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1973	85	14,85	17,05	14,44	13	13	13,8	13,01	15,1	18,71 <sup>1)</sup>	11,98	
3	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110	115/38,5/6,6	25	1969	87,5	23,19	16,89	19,93	18,47	20,08	24,38	20,49	22,51	26,27 <sup>1)</sup>	17,14	0
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/6,6	25	1975	100	11,56	14,44	11,58	15,29	12,41	15,64	9,2	18,99	17,51 <sup>1)</sup>	12,17	
4	ПС 110 кВ Атамановская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-У1	115/38,5/11	16	1991	77,5	13,17	12,12	12,48	13,97	13,18	13,26	14,03	14,27	14,62 <sup>1)</sup>	9,31	2,81
5	ПС 110 кВ Верецагинская	110/10/6	T-1	ТДТН-25/110/10/6	115/11/6,6	25	2007	100	8	10,9	11,3	11,6	15,3	9,5	13,3	9,7	15 <sup>1)</sup>	11,3	1
			T-2	ТДТН-25/110/10/6	115/11/6,6	25	2007	100	8,5	7,7	9	11	3,6	9	11,2	7,5	16,4 <sup>1)</sup>	12,1	
6	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	110/6	T-1	ТАМГ-3,2/110/6	115/6,6	3,2	1968	100	2,1	1	1,7	1,9	2,6	2,4	1,7	2,7	1,9	0,9	0
			T-2	ТМН-6,3/110/6	115/6,6	6,3	1998	100	2	1,6	3,8	2,6	2	1	1,2	1,4	1,5	1,7	
7	ПС 110 кВ Волконка	110/10	T-1	ТДН-16/110/10	115/11	16	1982	75	7,2	5,6	5,3	5,6	6,3	10	10,8	5,3	13,7 <sup>1)</sup>	6,7	0
			T-2	ТРДН-25/110/10/10	115/11/11	25	2008	100	6,1	6,8	6,8	9	8,4	17	11,7	12,4	18,3 <sup>1)</sup>	10	
8	ПС 110 кВ Геймановская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1987	100	8,3	6,4	8,9	8,8	8,28	12,69	8,8	15,39	15,75 <sup>1)</sup>	5,82	6,7
9	ПС 110 кВ Головинка	110/10	T-1	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1977	87,5	1,6	2,3	2,2	2,8	3,1	3,2	3,6	2,8	3,8 <sup>1)</sup>	2,4	0
			T-2	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1982	100	1,7	1,7	1,7	1,9	1,7	3,1	1	2,3	2,7 <sup>1)</sup>	1,9	
10	ПС 110 кВ Гулькевичи	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110	115/38,5/6,6	25	1973	100	12,72	12,73	14,53	13,6	11,42	19,02	16,32	21,55	24,48 <sup>1)</sup>	13,62	0
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/6,6	25	1973	75	11,16	10,99	9,94	12,6	12,86	14,47	9,82	16,12	15,68 <sup>1)</sup>	11,7	
11	ПС 110 кВ Джубга	110/10	T-1	ТДН-10/110/10	115/11	10	1973	50	4,9	2,4	3,6	4,5	5,1	5,8 <sup>1)</sup>	7,7	5,2	5,2	4,8	0
			T-2	ТМН-10/110/10	115/11	10	1981	77,5	2,4	2,2	2,7	3	2,3	9 <sup>1)</sup>	1,9	5,2	7	3,7	
12	ПС 110 кВ Дивная	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1979	100	5,03	7,28	8,9	8,83	8,85	7,92	9,3	8,95	10,17 <sup>1)</sup>	6,02	2,54
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1979	87,5	4,5	5,9	6,02	6,4	3,93	8,87	4,68	8,18	8,43 <sup>1)</sup>	5,64	
13	ПС 110 кВ ДСК	110/6	T-1	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1982	100	8,76	7,88	8,89	9,19	9,5	9,11	0	9,25	13,57 <sup>1)</sup>	5,63	0
			T-2	ТДН-10000/110/6	115/6,6	10	1970	100	8,96	8,13	9,47	10,79	9,06	9,81	9,64	11,6	11,05 <sup>1)</sup>	8,55	
14	ПС 110 кВ Ейск	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	115/38,5/6,6	16	1963	62,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0 <sup>1)</sup>	0	0
		110/6	T-2	ТРДН-25000/110-У1	115/6,6	25	2007	75	14,1	13,1	6,2	7,6	7	18,5	16,1	15,46	16,1 <sup>1)</sup>	13,4	
		110/35/6	T-3	ТДТН-16000/110/35/6	115/38,5/6,6	16	1972	50	12,9	10,3	1,93	2,5	2,1	15,9	13,2	10,9	11,6 <sup>1)</sup>	8,3	
15	ПС 110 кВ Ейск-2	110/6	T-1	ТРДН-25000/110/6-6	115/6,6	25	2013	75	7,9	6,4	8,22	8,6	7,8	12	16,8	13 <sup>1)</sup>	13,4	6,9	0
			T-2	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1993	75	4,7	5,9	5,45	5,9	5,6	4,28	0	7,8 <sup>1)</sup>	7,1	5	
16	ПС 110 кВ Каменка	110/10	T-1	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1987	100	2,8	2,3	2,8	3,64	4,6	2,1	2	2,3	3,2 <sup>1)</sup>	3,1	0
			T-2	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1987	100	5,1	4,7	6,3	6,26	4,3	2	3,8	3,4	4,1 <sup>1)</sup>	2,5	
17	ПС 110 кВ Красноармейская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-66 У1	115/36,5/10,5	16	1985	75	11,7	8,09	6,52	7,43	9,28	15,76	9,87	13,08 <sup>1)</sup>	8,74	7,42	2,5
			T-2	ТДТН-16000/110-66 У1	115/36,5/10,5	16	1975	75	7,69	9,6	7,84	2,39	10,85	7,65	7,98	15,05 <sup>1)</sup>	14,2	9,91	
18	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1981	100	0,38	0,4	0,16	0,23	0,54	0,41	0,39	0,20	1,24 <sup>1)</sup>	0,42	0
			T-2	ТМН-10000/110/10	115/11	10	1978	100	5,28	5,03	5,35	6,03	5,97	6,00	3,94	6,59	7,82 <sup>1)</sup>	5,21	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
19	ПС 110 кВ Кущевская	110/35/6	T-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	115/38,5/6,3	31,5	1963	77,5	27,69	24,11	19,32	21,37	21,16	0	0	23,85 <sup>1)</sup>	23,51	14,7	0
			T-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	115/38,5/6,3	31,5	1964	75	0	0	7,22	7,89	7,58	28,1	24,37	8,46 <sup>1)</sup>	6,8	5,81	
20	ПС 110 кВ Лабинск-1	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2009	75	12,16	10,97	12,37	15,21	13,27	13,02	11,22	6,83	5,43	10,76	0
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	1985	75	16,16	13,96	14,16	14,92	16,11	13,4	16,77	18,43	17,52	14,34	
21	ПС 110 кВ Лабинск-2	110/10	T-1	ТДН-10000/110	115/11	10	1986	75	5,35	4,91	5,65	5,71	6,31	6,74	5,76	7,11	7,72 <sup>1)</sup>	5,97	0
			T-2	ТДН-10000/110	115/11	10	1992	87,5	4,38	4,45	4,07	4,46	4,07	4,97	5,18	5,54	7,76 <sup>1)</sup>	3,37	
22	ПС 110 кВ Ленинградская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1974	50	9,8	10,1	10,5	10,8	9,9	11,8	11,5	14,6	15,4 <sup>1)</sup>	9,2	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1977	50	8,1	8,9	8	10	10,2	8,7	7,8	12,3	14,7 <sup>1)</sup>	8,04	
23	ПС 110 кВ Лоо	110/10	T-1	ТДН-16000/110 У1	115/11	16	2002	нет данных	5,8	4,2	4,2	5,6	4,6	7,5	5,5	5,8	8 <sup>1)</sup>	4,7	0
			T-2	ТДН-16000/110 У1	115/11	16	2002	нет данных	6,2	4,8	5,1	6,5	6,7	8,3	6,7	7,2	8,5 <sup>1)</sup>	5,7	
24	ПС 110 кВ Моревская	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1977	75	3,72	4,57	4,32	4,78	5,25	4,45	6,53	7,55	7,11 <sup>1)</sup>	5,17	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1974	87,5	5,8	4,6	5,5	6,32	7,1	7,25	5,7	7,08	8,35 <sup>1)</sup>	6,4	
25	ПС 110 кВ Мясокомбинат	110/35/6	T-1	ТДТН-10000/110-76У1	115/38,5/6,6	10	1988	100	0	7,77	0	0	8,04	0	1,70	5,11	5,82 <sup>1)</sup>	3,36	1,64
			T-2	ТДТН-10000/110-76У1	115/38,5/6,6	10	1982	50	8,28	3,60	8,05	8,75	0	9,07	6,21	5,32	5,72 <sup>1)</sup>	4,44	
26	ПС 110 кВ Новомихайловская	110/10	T-1	ТДН-10/110/10	115/11	10	1991	87,5	4,4	2,3	3,3	3,3	3,9	6,2	5	5,2	5,7 <sup>1)</sup>	2	0
			T-2	ТДН-10/110/10	115/11	10	1977	100	4,3	3,1	5,1	6,9	5,8	6,4	4,6	7,2	9,3 <sup>1)</sup>	7	
27	ПС 110 кВ Новопокровская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/11	16	1983	75	3,31	5,07	2,88	3,74	3,04	6,72	0,36	5,96	5,89 <sup>1)</sup>	2,57	8,69
			T-2	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/11	16	1984	75	6,88	5,06	6,66	6,7	6,80	6,94	9,58	9,52	9,31 <sup>1)</sup>	5,12	
28	ПС 110 кВ Отрадная	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1979	100	13,94	13,2	13,85	13,49	15,05	14,36	10,42	12,83	14,21 <sup>1)</sup>	11,06	7,34
			T-2	ТДТН-16000/110	115/38,5/11	16	1986	100	6,04	5,4	6,67	7,28	5,97	5,06	4,74	6,1	6,26 <sup>1)</sup>	4,07	
29	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1976	100	16,1	13,33	14,3	16,2	18,01	17,01	15,16	14,93	15,34	15,1	10,41
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1976	100	15,37	12,21	14,95	14	18,99	15,9	14,57	15,3	15,43	12,41	
30	ПС 110 кВ Павловская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	115/38,5/11	16	1982	100	11,34	10,77	12,04	12,39	15,32	13,67	14,4	13,07	17,33 <sup>1)</sup>	11,60	5,43
31	ПС 110 кВ Промзона	110/10	T-1	ТДТН-10000/110/10	115/11	10	1990	87,5	5,84	6,42	7,8	7,13	7,9	7,13	7,78	9,4	9,3 <sup>1)</sup>	6,8	5,9
			T-2	ТДТН-10000/110/10	115/11	10	1990	87,5	5,7	5,48	4,6	4,96	5,4	5,87	6,2	6,89	7,5 <sup>1)</sup>	5,2	
32	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	1988	100	18,21	16,53	19,66	21,04	17,94	22,45	15,96	25,22	27,27 <sup>1)</sup>	18,15	0
			T-3	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	1991	100	5,14	7,23	2,04	2,13	2,52	6,33	5,28	2,69	5,92 <sup>1)</sup>	2,37	
33	ПС 110 кВ Родниковская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/10,5	16	1972	75	12,99	12,38	13,32	14,31	14,5	14,72	14,14	16,4 <sup>1)</sup>	14,17	11,75	0
			T-2	ТДТНГ-10000/110	115/38,5/11	10	1974	75	3,07	2,03	2,23	2,3	2,15	3,8	3,24	4,99 <sup>1)</sup>	4,35	2,38	
34	ПС 110 кВ Северо-Западная	110/10	T-1	ТМН-10000/110/10	115/11	10	1990	100	8,04	4,88	6,55	7,58	4,63	4,85	4,82	5,73	6,77 <sup>1)</sup>	3,76	0
			T-2	ТМН-10000/110/10	115/11	10	1975	100	1,21	3,41	3,89	4,35	4,92	4,55	3,69	4,14	5,58 <sup>1)</sup>	3,96	
35	ПС 110 кВ Солнечная	110/35/10	T-1	ТМН-6300/110/10	115/38,5/11	6,3	1972	87,5	4,07	3,82	4,27	5,13	5,49	4,90	4,22	3,96	6,44	3,19	0
			T-2	ТМН-6300/110/10	115/38,5/11	6,3	1983	100	4,55	4,64	6,07	7,14	6,65	4,65	3,94	5,91	4,93	4,84	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
36	ПС 110 кВ Старощербиновская	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1994	62,5	3,7	3,2	4,05	4,1	4,5	3,2	4,3	6,02	6,13 <sup>1)</sup>	3,85	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1996	37,5	4,45	3,9	4,5	5	5,2	5,7	5	6,8	7,92 <sup>1)</sup>	3,85	
37	ПС 110 кВ Тепличная	110/10	T-1	ТДН-10000/110	115/11	10	1987	100	5,24	3,82	6,82	7,35	6,99	9,67 <sup>1)</sup>	5,54	7,38	9,32	4,39	0
38	ПС 110 кВ Тонкий мыс	110/10	T-1	ТРДН-25000/110/10	115/11	25	2007	100	3,62	3,33	5,11	5,85	6,44	5,83	5,72	9,19	12,72 <sup>1)</sup>	5,38	0
			T-2	ТРДН-25000/110/10	115/11	25	2007	100	6,20	6,12	5,49	8,74	5,23	12,72	10,23	9,83	11,82 <sup>1)</sup>	9	
39	ПС 110 кВ Туапсе	110/6	T-1	ТДН-16/110/6	115/6,6	16	1975	87,5	10,4	9	9,8	10,9	8,2	8,3	6,2	10,9 <sup>1)</sup>	9,4	6,9	0
			T-2	ТДН-16/110/6	115/6,6	16	1975	100	15,7	13	13,3	15,1	12,4	13,1	12,2	15,2 <sup>1)</sup>	13,2	8,2	
40	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	110/10/10	T-1	ТРДН-40/110/10/10	115/10,5/10,5	40	2008	100	16,8	17,4	18,5	24	14,3	21,1	18,3	27,1	29,2 <sup>1)</sup>	19,6	3
			T-2	ТРДН-40/110/10/10	115/10,5/10,5	40	2008	100	12,7	12,4	14,4	18,5	20	20,4	18,7	21,2	24,5 <sup>1)</sup>	15,3	
Центральный энергорайон																			
41	ПС 110 кВ АПК	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110 У1	115/10,5/10,5	25	1987	100	9,37	12,28	8,49	12,08	6	8,85	12,54	9,96	15,12 <sup>1)</sup>	5,23	0
			T-2	ТРДН-25000/110 У1	115/10,5/10,5	25	1987	85	11,64	13,97	16,33	9,77	16,29	15,77	15,03	17,11	13 <sup>1)</sup>	17,89	
42	ПС 110 кВ Бойко-Понура	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/37,5/10,5	10	1974	100	5,94	5,87	6,34	6,79	6,83	6,18	7,24	7,67	9,06 <sup>1)</sup>	7,68	0
43	ПС 110 кВ ВНИИРИС	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1978	75	9,6	10,11	11,12	12,26	12,19	11,53	10,9	15,07 <sup>1)</sup>	11,55	9,57	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1981	100	11,96	11,35	2,73	2,51	2,26	13,39	9,45	11,75 <sup>1)</sup>	2,39	2,90	
44	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2022	100	12,78	10,76	12,59	14,16	13,18	10,85	0	10,43	14,7 <sup>1)</sup>	10,88	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1988	87,5	1,64	2,83	3,47	1,49	1,58	3,05	15,42	3,88	2,65 <sup>1)</sup>	2,5625	
45	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	T-1	ТРДН-40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1991	100	15,52	13,44	14,23	15,26	12,46	20,1	15,96	21,82	27,21 <sup>1)</sup>	9,57	0
			T-2	ТРДН-40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1989	87,5	14,65	14,87	15,26	16,43	14,48	15,33	17,1	19,4	21,34 <sup>1)</sup>	17,08	
46	ПС 110 кВ Выселки	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1974	87,5	13,3	12,8	17,3	13,33	15,1	16	21,5	20	22,82 <sup>1)</sup>	19,39	6,8
			T-2	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1991	85	15,6	17,6	13,7	17,5	17,56	14,2	20	20,8	14,43 <sup>1)</sup>	14,48	
47	ПС 110 кВ Гречаная Балка	110/10	T-1	ТАМГ-2500/110/10	115/10,5	2,5	1968	100	1,65	1,5	1,93	2,21	2,05	1,74	1,56	2,07	2,18 <sup>1)</sup>	1,93	0
48	ПС 110 кВ Дальняя	110/6	T-2	ТДН-10000/110/6	115/6,6	10	1991	87,5	6,78	7,59	6,85	8,1	6,45	8,2	6,93	9,64	10,33 <sup>1)</sup>	6,62	0
		35/6	T-1	ТДНС-10000/35/6	38,5/6,6	10	1968	93	3,47	3,52	4,6	5,16	5,02	4,88	4,6	5,58	7,45 <sup>1)</sup>	5,10	
49	ПС 110 кВ Динская	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1979	100	22,74	13,35	14,3	15,51	15,70	18,44	13,1	24,55	16,07	12,87	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2009	100	18,59	14,42	14,2	20,51	14,74	9,32	20,48	13,29	22,59	14,97	
50	ПС 110 кВ Западная-2	110/35/10	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	1985	100	22,91	19,66	21,87	24,03	20,2	25,22	21,93	27,82 <sup>1)</sup>	26,99	19,65	0
			T-2	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2008	99	22,38	22,9	24,14	23,02	17,15	28,22	21,17	30,19 <sup>1)</sup>	26,49	18,76	
51	ПС 110 кВ Ильская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1981	100	7,62	7,04	7,07	6,76	6,87	7,01	6,73	6,4	8,35 <sup>1)</sup>	4,86	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1987	100	13,83	12,71	9,44	15,48	13,6	11,79	14,92	16,35	17,43 <sup>1)</sup>	12,95	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
52	ПС 110 кВ Кислородный завод	110/6	T-1	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1990	100	6,57	6,16	11,76	12,04	6,54	2,92	6,51	6,4	10,3 <sup>1)</sup>	4,57	0
			T-2	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1991	100	5,44	3,3	3,61	3,61	5,87	2,2	4,86	5,03	6,24 <sup>1)</sup>	2,73	
53	ПС 110 кВ Кореновская	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2007	87,5	22,5	15,4	14	19,38	21,02	19,4	22,5	14	23,85 <sup>1)</sup>	20,73	7,1
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2007	62,5	18	12,9	7,6	21,97	22,85	18,6	18	13	20,59 <sup>1)</sup>	16,85	
54	ПС 110 кВ Ладужская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1976	62,5	10,1	14	14,5	12,5	14,13	15,80	11,49	14,4	14,82 <sup>1)</sup>	8,51	3,3
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1989	87,5	3,2	2,30	2,19	2,29	1,52	3,3	2,8	2,4	8,6 <sup>1)</sup>	1,55	
55	ПС 110 кВ Марганская	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1982	75	5,81	5,28	5,64	5,66	5,55	5,84	5,15	5,83	5,6	4,52	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1994	85	5,5	3,13	2,98	5,01	3,54	4,81	3,19	4,41	3,83	2,85	
56	ПС 110 кВ Новониколаевская	110/10	T-1	ТАМГ-2500/110/10	115/10,5	2,5	1961	100	0,48	0,36	0,18	0,39	0,19	0,95	1,09	0,39	1,33	1,13	0
			T-2	ТМН-2500/110-80 У1	115/10,5	2,5	1981	75	1,56	1,6	2,18	2,51	2,74	1,62	2,25	2,29	1,74	2,19	
57	ПС 110 кВ Парфюмерная	110/6	T-1	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1997	75	9,72	7,94	11,62	11,97	9,53	10,59	11,12	12,39	10,72 <sup>1)</sup>	7,81	0
			T-2	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1975	75	8,46	6,28	6,78	7,18	6,60	6,45	7,27	9,16	11,84 <sup>1)</sup>	4,92	
58	ПС 110 кВ Пашковская	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110/10	115/11/11	25	2006	100	17,17	15,92	17,37	19,2	14,22	20,79	17,82	20,95	23,52 <sup>1)</sup>	16,58	2
			T-2	ТРДН-40000/110-У1	115/11/11	40	2022	100	17,80	16	17,04	18,38	14,71	19,80	21,27	23,67	25,03 <sup>1)</sup>	16,14	
59	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/10,5	16	1978	100	9,76	8,81	9,79	8,25	8,69	9,53	11,28	12,61 <sup>1)</sup>	12,58	7,95	0
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110/10	115/37,5/10,5	16	1985	100	3,39	3,08	3,01	3,48	3,8	5,62	3,77	6,01 <sup>1)</sup>	5,62	3,71	
60	ПС 110 кВ Свинокомплекс	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	110/37,5/10,5	16	1974	100	8,15	7,34	8,4	8,43	8,8	7,31	7,57	9,47	12,39 <sup>1)</sup>	6,05	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	110/37,5/10,5	16	1973	100	7	11,43	7,8	7,48	8,17	9,71	8,93	9,18	7,88 <sup>1)</sup>	7,56	
61	ПС 110 кВ Северская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	1984	75	15,23	15,23	12,1	7,29	11,69	9,57	13,46	13,39	16,12 <sup>1)</sup>	9,73	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/10	16	1977	87,5	4,58	4,58	4,82	8,2	5,55	2,66	5,57	5,59	7,48 <sup>1)</sup>	4,26	
62	ПС 110 кВ Старокорсунская	110/35/10	T-1	ТДН-16000/110-80У1	115/38,5/11	16	1986	75	14,4	15,95	16,7	20,91	18,4	10,2	13,93	12,93	16,97 <sup>1)</sup>	14,36	0
		35/10	T-2	ТДТН-10000/110/35/10	38,5/11	10	1991	75	4,671	3,12	3,70	3,48	4,77	2,93	4,61	3,36	3,45 <sup>1)</sup>	2,86	
63	ПС 110 кВ Тимашевская	110/35/10	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	115/37,5/10,5	15	1969	100	5,19	4,44	5,41	5,34	5,4	6,14	5,21	9,87 <sup>1)</sup>	6,85	5,73	0
			T-2	ТДТН-16000/110/35/10	115/37,5/10,5	16	1973	87,5	13,38	11,57	12,46	11,95	13,26	12,6	13,66	14,17 <sup>1)</sup>	15,11	11,31	
64	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	T-1	ТДН-10000/110/6	115/6,6	10	1964	100	8	5,91	5,9	6,7	6,70	6,72	6,15	8,41 <sup>1)</sup>	9,90	6,26	0
			T-2	ТДН-16000/110/6	115/6,6	16	1975	100	6,74	5,7	8,4	8,22	6,16	5,59	4,47	9,7 <sup>1)</sup>	10,72	4,41	
65	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	110/6/6	T-1	ТРДН-25000/110/6	115/6,6/6,6	25	1969	87,5	16,6	12,69	16,17	18,46	15,44	14,06	9,95	24,18 <sup>1)</sup>	18,24	11,15	0
		110/6/6	T-2	ТРДН-40000/110/6	115/6,6/6,6	40	1975	87,5	15,11	11,62	12,26	19,75	14,02	13,09	15,89	23,44 <sup>1)</sup>	24,99	12,75	
		110/35/6	T-3	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/6,6	25	1986	75	5,06	4,52	4,82	4,98	5,7	7,32	5,95	3,36 <sup>1)</sup>	10,73	2,79	
Юго-Западный энергорайон																			
66	ПС 110 кВ Абинская	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	115/38,5/6,6	16	1985	100	5,87	5,54	5,45	10,26	7,25	17,05	5,44	8,89	7,59	6,78	7

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
			T-2	ТДТН-16000/110/35/6	115/38,5/6,6	16	1980	100	14,93	13,76	17,27	19,83	14,87	4,47	14,42	17,52	9,7	11,83	
67	ПС 110 кВ Анапская	110/35/10	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2014	100	28,06	23,16	25,66	27,44	26,02	35,61	29,96	36,59	41,48 <sup>1)</sup>	25,28	0
		110/35/10	T-2	ТДТН-40000/110/35/10	115/38,5/11	40	2014	99,25	17,82	23,11	28,41	32,54	24,13	28,44	25,58	28,24	37,26 <sup>1)</sup>	20,48	
		110/10/10	T-3	ТРДТН-40000/110/10	115/11/11	40	2013	87,5	13,27	11,06	15,13	19,66	25,73	16,28	12,8	17,28	23,35 <sup>1)</sup>	16,77	
68	ПС 110 кВ Береговая	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1989	75	5,22	3,1	4,77	3,95	3,98	2,11	3,32	3,40	4,56 <sup>1)</sup>	1,58	0
			T-2	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1982	100	0	1,18	0	2,2	1,59	4,66	2,01	2,04	3,13 <sup>1)</sup>	2,82	
69	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	115/36,5/10,5	16	1998	87,5	0	0	12,64	12,73	13,12	15,96	13	16,67 <sup>1)</sup>	11,49	9,27	0
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110-76У1	115/36,5/10,5	16	1998	87,5	8,28	7,33	5,33	15,17	9,45	14,37	10,2	15,76 <sup>1)</sup>	13,08	10,92	
		110/35	T-3	ТДТН-25000/110-76У1	115/36,5	25	2011	62,5	19,78	15,56	9,39	0	10,76	18,08	10,47	16,88 <sup>1)</sup>	19,62	9,49	
70	ПС 110 кВ Геленджик	110/35/6	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	2010	100	19,67	19,64	20,68	22,74	22,01	21,22	17,24	18,76	18,29 <sup>1)</sup>	11,9	2,5
		110/35/6	T-2	ТДТН-40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	2007	100	13,73	12,67	17,13	20,06	17,03	23,02	18	20,73	27,82 <sup>1)</sup>	15,75	
		110/10/6	T-3	ТДТН-40000/110/10/6	115/11/6,6	40	2008	100	0	0	0	0	0	19,52	18,68	23,33	25,09 <sup>1)</sup>	16,42	
71	ПС 110 кВ Джемете	110/35/6	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	115/10/6,6	40	2013	100	21,60	16,28	20,57	22,15	21,86	29,21	26,32	30,11	38,53 <sup>1)</sup>	19,47	0
		110/35/6	T-2	ТДТН-25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	2005	99,25	4,34	2,95	3,83	4,68	4,24	5,74	4,91	4,90	6,41 <sup>1)</sup>	4,1	
		110/35/10	T-3	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2013	99,25	4,54	4,95	5,89	6,75	7,33	10,76	7,83	8,29	13,34	7,95	
72	ПС 110 кВ Джигинская	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2013	99,25	7,10	9,37	9,25	10,21	11,64	9,90	10,3	11,35	10,94 <sup>1)</sup>	4,23	8
		110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	2002	100	13,57	10,7	13,1	14,8	10,98	18,30	13,48	15,19	18,07 <sup>1)</sup>	9,71	
73	ПС 110 кВ Дивноморская	110/10	T-1	ТДН-10000/110/10	115/11	10	1978	100	2,79	2,46	2,1	4,18	3,83	8,23	7,66	3,50	6,98 <sup>1)</sup>	2,05	0
		110/35/10	T-2	ТДН-10000/110/35/10	115/35/11	10	1991	100	4,86	3,99	4,59	4,11	3,9	6,09	5,09	6,92	8,76 <sup>1)</sup>	7,78	
74	ПС 110 кВ Забойская	110/35/6	T-1	ТДТН-10000/110-СТУ	115/36,5/6,3	10	1970	87,5	0	0	0	0,06	0	6,69 <sup>1)</sup>	6,06	4,98	7,19	3,62	0
			T-2	ТДТН-10000/110-СТУ	115/36,5/6,3	10	1970	87,5	2,63	2,08	1,64	2,01	5,4	5,14 <sup>1)</sup>	3,66	6,81	3,46	5,17	
75	ПС 110 кВ Новомышастовская	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110-79У1	115/36,5/10,5	10	1986	75	2,65	2,65	2,76	2,73	2,72	6,78 <sup>1)</sup>	3,25	4,8	3,89	5,56	2
			T-2	ТДТН-10000/110-79У1	115/36,5/10,5	10	1990	37,5	3,46	3,14	3,86	4,06	3,45	4,81 <sup>1)</sup>	3,53	5,37	5,95	3,4	
76	ПС 110 кВ ПТФ	110/10	T-1	ТДН-10000/110У1	115/10,5	10	1982	87,5	0	0	2,24	2,99	2,59	6,84	2,02	8,09	9,46 <sup>1)</sup>	1,7	4
			T-2	ТДН-10000/110У1	115/10,5	10	1994	87,5	8,13	7,84	5,32	3,98	7,2	2,22	5,59	3,7	3,23 <sup>1)</sup>	7,02	
77	ПС 110 кВ Раевская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	115/38,5/11	16	2000	50	14,44	14,12	14,37	18,04	20,16	10,28	9,76	9,61	11,74	8,98	0
			T-2	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1990	100	3,18	1,93	8,22	9,26	9,7	2,29	1,98	3,82	4,72	4,24	
78	ПС 110 кВ РИП	110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	2008	100	9,84	16,5	10,43	11,4	13,35	13,07	14,46	23,52	21,80 <sup>1)</sup>	16,46	0

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
			T-2	ТРДН-40000/110-У1	115/11/6,6	40	2015	100	15,33	16,85	19,21	16,57	17,35	20,06	14,44	24,17	27,13 <sup>1)</sup>	13,49	
79	ПС 110 кВ Славянская	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110-76 У1	115/36,5/10,5	25	2019	50	0	2,46	14,77	16,87	15,81	16,28	9,25	3,69	22,21 <sup>1)</sup>	14,32	0
		110/10	T-2	ТДН-16000/110-У1	115/10,5	16	2015	62,5	4,85	12,95	0	0	0,98	0	0	16,78	0 <sup>1)</sup>	0	
80	ПС 110 кВ Старотитаровская	110/10	T-1	ТМ-6300/110	115/10,5	6,3	1969	77,5	6,84	6,02	3,83	2,59	2,24	2,36	5,63	2,79	3,32 <sup>1)</sup>	0,76	0
			T-2	ТМН-6300/110-71У	115/10,5	6,3	1983	87,5	0	0	2,25	3,68	5,29	5,55	0	5,21	5,14 <sup>1)</sup>	5,41	
81	ПС 110 кВ Сукко	110/10	T-1	ТДТН-10000/110/10	115/11	10	1972	100	6,35	5,27	7,87	9,44	10,51	8,99	7,56	7,66	12,27 <sup>1)</sup>	7,15	0
82	ПС 110 кВ Темрюк	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-У1	115/36,5/10,5	16	2015	62,5	11,34	7,27	4,77	4,41	7,67	11,27	4,65	12,34	12,96	7,23	4
			T-2	ТДТН-16000/110-У1	115/36,5/10,5	16	1997	100	7,96	7,41	11,39	13,94	10,49	11,37	12,51	13,22	11,02	10,82	
83	ПС 110 кВ Ханьковская	110/35/6	T-1	ТДТГ-15000/110У1	115/36,5/6,3	15	1961	87,5	0	0	0	0	0	10,72	6,65	10,72 <sup>1)</sup>	6,92	7,72	5,5
			T-2	ТДТН-16000/110-66-У1	115/36,5/6,3	16	1973	75	7,38	6,63	7,03	7,57	9,38	13,05	4,67	13,05 <sup>1)</sup>	15,83	9,52	
84	ПС 110 кВ Холмская	110/35/6	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	115/38,5/6,6	20	1964	99,25	8,30	21,64	16,02	9,86	7,35	14,98	6,95	11,32	8,83	6,55	4,3
			T-2	ТДТГ-15000/110/35/6	115/38,5/6,6	15	1953	99,25	7,13	6,26	7,05	8,04	8,16	7,08	6,03	5,35	6,61	4,57	
85	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110-66-У1	115/36,5/10,5	16	2006	100	10,53	9,84	11,34	11,23	14,14	18,09	11,55	15	17,43	13,19	3,5
			T-2	ТДТН-10000/110-У1	115/36,5/10,5	10	1991	100	4,78	5,07	5,26	5,96	7,15	7,92	9,06	3,57	4,11	4,58	
86	ПС 110 кВ Широкая балка	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1981	100	4,05	4,03	3,68	4,98	4,23	4,04	6,34	1,89	2,46	2,47	0
			T-2	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1989	100	3,49	3,26	4,65	6,28	6,37	2,57	0	4,92	4,38	3,28	
87	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1989	99,25	10,85	12,72	10,62	12,25	7,72	14,41	13,96	16,54	15,28 <sup>1)</sup>	7,83	0
			T-2	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1988	100	13,85	16,48	16,47	18,43	16,78	21,23	20,15	21,65	26,54 <sup>1)</sup>	17,67	

Примечания

1 <sup>1)</sup> Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера.

2 <sup>2)</sup> Рост нагрузки, обусловлен ремонтной схемой в сети 35 кВ, прилегающей к ПС. При выборе максимальной фактической загрузки трансформаторов, данные загрузки не учитывались.

Таблица 16 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ Андреевдмитриевская	T-1	ТМН-6300/110	1974	99,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Апшеронская	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1973	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	T-1	ТДТН-25000/110	1969	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Атамановская	T-1	ТДТН-16000/110-У1	1991	77,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Верещагинская	T-1	ТДТН-25/110/10/6	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25/110/10/6	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
6	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	T-1	ТАМГ-3,2/110/6	1968	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6,3/110/6	1998	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Волконка	T-1	ТДН-16/110/10	1982	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН/25/110/10/10	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
8	ПС 110 кВ Геймановская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Головинка	T-1	ТМН-6,3/110/10	1977	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6,3/110/10	1982	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Гулькевичи	T-1	ТДТН-25000/110	1973	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1973	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Джубга	T-1	ТДН-10/110/10	1973	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10/110/10	1981	77,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Дивная	T-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1979	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ ДСК	T-1	ТДН-16000/110/6	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/6	1970	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Ейск	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	1963	62,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-У1	2007	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-16000/110/35/6	1972	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Ейск-2	T-1	ТРДН-25000/110/6-6	2013	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/6	1993	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Каменка	T-1	ТМН-6,3/110/10	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6,3/110/10	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Красноармейская	T-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-66 У1	1975	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	T-1	ТМН-6300/110/10	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10000/110/10	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Кушевская	T-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1963	77,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1964	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Лабинск-1	T-1	ТДТН-25000/110	2009	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Лабинск-2	T-1	ТДН-10000/110	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110	1992	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Ленинградская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	50	1,2	1,2	1,15	1,05	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	50	1,2	1,2	1,15	1,05	1	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Лоо	T-1	ТДН-16000/110 У1	2002	нет данных	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110 У1	2002	нет данных	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Моревская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1977	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Мясокомбинат	T-1	ТДТН-10000/110-76У1	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-76У1	1982	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Новомихайловская	T-1	ТДН-10/110/10	1991	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10/110/10	1977	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Новопокровская	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	1983	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-80У1	1984	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Отрадная	T-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1986	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Очистные сооружения	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Павловская	T-1	ТДТН-16000/110-80У1	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ Промзона	T-1	ТДТН-10000/110/10	1990	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/10	1990	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Речная	T-2	ТДТН-25000/110	1988	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-25000/110	1991	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Родниковская	T-1	ТДТН-16000/110	1972	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-10000/110	1974	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82



№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
34	ПС 110 кВ Северо-Западная	T-1	ТМН-10000/110/10	1990	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10000/110/10	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
35	ПС 110 кВ Солнечная	T-1	ТМН-6300/110/10	1972	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
36	ПС 110 кВ Старошербиновская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1994	62,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1996	37,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
37	ПС 110 кВ Тепличная	T-1	ТДН-10000/110	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
38	ПС 110 кВ Тонкий мыс	T-1	ТРДН- 25000/110/10	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН- 25000/110/10	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
39	ПС 110 кВ Туапсе	T-1	ТДН-16/110/6	1975	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16/110/6	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	T-1	ТРДН-40/110/10/10	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40/110/10/10	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
Центральный энергерайон												
41	ПС 110 кВ АПК	T-1	ТРДН-25000/110 У1	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	1987	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
42	ПС 110 кВ Бойко-Понура	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
43	ПС 110 кВ ВНИИРИС	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1978	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1981	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
44	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1988	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
45	ПС 110 кВ Восточная	T-1	ТРДН-40000/110/10/6	1991	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/10/6	1989	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
46	ПС 110 кВ Выселки	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1974	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1991	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
47	ПС 110 кВ Гречаная Балка	T-1	ТАМГ-2500/110/10	1968	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
48	ПС 110 кВ Дальняя	T-1	ТДНС-10000/35/6	1968	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/6	1991	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
49	ПС 110 кВ Динская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2009	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
50	ПС 110 кВ Западная-2	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	1985	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	99	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
51	ПС 110 кВ Ильская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1981	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
52	ПС 110 кВ Кислородный завод	T-1	ТДН-16000/110/6	1990	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	1991	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
53	ПС 110 кВ Кореновская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2007	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2007	62,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
54	ПС 110 кВ Ладжская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	62,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
55	ПС 110 кВ Мартанская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1982	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1994	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
56	ПС 110 кВ Новониколаевская	T-1	ТАМГ-2500/110/10	1961	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-2500/110-80 У1	1981	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
57	ПС 110 кВ Парфюмерная	T-1	ТДН-16000/110/6	1997	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/6	1975	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
58	ПС 110 кВ Пашковская	T-1	ТРДН-25000/110/10	2006	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110-У1	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
59	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	T-1	ТДН-16000/110/10	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/10	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
60	ПС 110 кВ Свинокомплекс	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
61	ПС 110 кВ Северская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1984	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
62	ПС 110 кВ Старокорсунская	T-1	ТДН-16000/110-80У1	1986	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1991	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
63	ПС 110 кВ Тимашевская	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1969	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
64	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТРДН-25000/110/6	1969	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/6	1975	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	1986	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
65	ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	ТДН-10000/110/6	1964	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Юго-Западный энергорайон												
66	ПС 110 кВ Абинская	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/6	1980	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
67	ПС 110 кВ Анапская	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2014	99,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТРДТН-40000/110/10	2013	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
68	ПС 110 кВ Береговая	T-1	ТМН-6300/110/10	1989	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
69	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	1998	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-76У1	1998	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-25000/110-76У1	2011	62,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
70	ПС 110 кВ Геленджик	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2010	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-40000/110/10/6	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
71	ПС 110 кВ Джемте	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	2005	99,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	2013	99,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
72	ПС 110 кВ Джигинская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2013	99,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2002	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
73	ПС 110 кВ Дивноморская	T-1	ТДН-10000/110/10	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/35/10	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
74	ПС 110 кВ Забойская	T-1	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
75	ПС 110 кВ Новомышастовская	T-1	ТДТН-10000/110-79У1	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-79У1	1990	37,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
76	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТДН-10000/110У1	1982	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110У1	1994	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
77	ПС 110 кВ Раевская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	2000	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1990	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
78	ПС 110 кВ РИП	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110-У1	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
79	ПС 110 кВ Славянская	T-1	ТДТН-25000/110-76 У1	2019	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110-У1	2015	62,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
80	ПС 110 кВ Старотитаровская	T-1	ТМ-6300/110	1969	77,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110-71У	1983	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
81	ПС 110 кВ Сукко	T-1	ТДТН-10000/110/10	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
82	ПС 110 кВ Темрюк	T-1	ТДТН-16000/110-У1	2015	62,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-У1	1997	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
83	ПС 110 кВ Ханьковская	T-1	ТДТГ-15000/110У1	1961	87,5	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-66-У1	1973	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
84	ПС 110 кВ Холмская	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1964	99,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТГ-15000/110/35/6	1953	99,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
85	ПС 110 кВ Центральная	T-1	ТДТН-16000/110-66-У1	2006	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110-У1	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
86	ПС 110 кВ Широкая балка	T-1	ТДН-16000/110/10	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
87	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	T-1	ТДТН- 25000/110/10/6	1989	99,25	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН- 25000/110/10/6	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 17 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Абинская	2021	30,09	ПС 110 кВ Абинская	Общество с ограниченной ответственностью «Южные земли»	20103-21-00656396-1	04.08.2021	2024	2,4	0	6	0,24	30,357	30,357	30,357	30,357	30,357	30,357
2	ПС 110 кВ Анапская	2021	102,09	ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «А5+»	21200-20-00565800-1	01.06.2020	2024	1,113	0	10	0,445	106,538	106,538	106,538	106,538	106,538	106,538
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Вархаус»	20102-18-00483210-1	24.12.2018	2024	1,147	0	10	0,459						
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Развитие»	20102-18-00440556-1	16.05.2018	2024	4,5	0	10	0,9						
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик Прогресс»	20102-18-00440806-1	06.06.2018	2024	3,387	0	10	0,677						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «СЗ Югстройзаказчик»	5-31-19-0963	14.06.2019	2024	1,699	0	10	0,679						
				ПС 110 кВ Анапская	ТУ на ТП менее 670 кВт (422 шт.)			2024	8,434	0	0,4–10	0,843						
3	ПС 110 кВ Андреевская	2022	8,38	ПС 35 кВ Новоалексеевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,244	0	0,4	0,024	8,407	8,407	8,407	8,407	8,407	8,407
4	ПС 110 кВ АПК	2021	28,12	ПС 110 кВ АПК	–	–	–	–	–	–	–	–	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12	28,12
5	ПС 110 кВ Апшеронская	2021	32,1	ПС 110 кВ Апшеронская	Общество с ограниченной ответственностью «Краснодарская рыбная компания»	21200-22-00759486-6	21.09.2022	2024	0,996	0	10	0,398	32,826	32,826	32,826	32,826	32,826	32,826
				ПС 110 кВ Апшеронская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,06	0	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Самурская	ТУ на ТП менее 670 кВт (67 шт.)			2024	2,0935	0	0,4–10	0,209						
				ПС 35 кВ Черниговская	ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)			2024	0,402	0	0,4–10	0,04						
6	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	2021	43,78	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	–	–	–	–	–	–	–	–	43,78	43,78	43,78	43,78	43,78	43,78
7	ПС 110 кВ Атамановская	2021	14,62	ПС 35 кВ Образцовая	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,034	0	0,4	0,003	14,631	14,631	14,631	14,631	14,631	14,631
				ПС 35 кВ Труд	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	0,073	0	0,4	0,007						
8	ПС 110 кВ Береговая	2021	7,69	ПС 110 кВ Береговая	ТУ на ТП менее 670 кВт (60 шт.)			2024	2,29	0,132	0,4–10	0,229	7,944	7,944	7,944	7,944	7,944	7,944
9	ПС 110 кВ Бойко-Понура	2021	9,06	ПС 110 кВ Бойко-Понура	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,165	0	0,4–10	0,017	9,129	9,129	9,129	9,129	9,129	9,129
				ПС 35 кВ Андреевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,164	0,001	0,4	0,016						
				ПС 35 кВ Старовеличковская	ТУ на ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,29	0,007	0,4–10	0,029						
10	ПС 110 кВ Верещагинская	2021	31,4	ПС 110 кВ Верещагинская	Общество с ограниченной ответственностью «Сочистрой-АРД»	20201-21-00675950-1	24.11.2021	2024	0,998	0	10	0,399	32,999	32,999	32,999	32,999	32,999	32,999

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Верещагинская	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Империал»	20206-22-00759978-1	08.12.2022	2024	2,1	0	10	0,84						
				ПС 110 кВ Верещагинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (27 шт.)			2024	1,995	0	0,4–6	0,2						
11	ПС 110 кВ ВНИИрис	2020	26,82	ПС 110 кВ ВНИИрис	Общество с ограниченной ответственностью «Трансстроймеханизация»	20903-21-00693016-1	10.02.2022	2024	1,5	0	10	0,75	28,001	28,001	28,001	28,001	28,001	28,001
				ПС 110 кВ ВНИИрис	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,575	0	10	0,058						
				ПС 35 кВ Марьянская	ТУ на ТП менее 670 кВт (78 шт.)			2024	2,546	0	0,4–10	0,255						
12	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	2020	5,5	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,757	0,941	0,4–6–10	0,076	5,584	5,584	5,584	5,584	5,584	5,584
13	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	2021	17,35	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Кубанская электросетевая компания» <sup>1)</sup>	21100-19-00492926-1	04.03.2019	2024	4,99	0	10	0	17,504	17,504	17,504	17,504	17,504	17,504
				ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Кубанская электросетевая компания» <sup>1)</sup>	21200-18-00430066-1	06.03.2018	2024	2	0	10	0						
				ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,007	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ КНИИСХ	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	1,38	0	10	0,138						
14	ПС 110 кВ Волконка	2021	32	ПС 110 кВ Волконка	ТУ на ТП менее 670 кВт (89 шт.)			2024	3,017	0,726	0,4–10	0,302	32,336	32,336	32,336	32,336	32,336	32,336
15	ПС 110 кВ Восточная	2021	48,55	ПС 110 кВ Восточная	Государственное казенное учреждение «Главное управление строительства Краснодарского края»	4-38-13-1876	29.04.2014	2024	0,75	0	10	0,075	49,373	49,373	49,373	49,373	49,373	49,373
				ПС 110 кВ Восточная	Общество с ограниченной ответственностью «КубаньСеть» <sup>1)</sup>	21200-22-00743482-1	05.07.2022	2024	3	4,46	6	0						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Краснодар-энерго» <sup>1)</sup>	21100-18-00448552-1	21.06.2018	2024	1,5	1,08	10	0						
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Организация транспортных систем»	5-38-14-1165	18.12.2014		1	0	10	0,4						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Восточная	Федеральное Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский Государственный Университет Физической Культуры, Спорта и Туризма»	21200-20-00588468-1	21.12.2020	2024	1,33	0	10	0,266						
16	ПС 110 кВ Выселки	2019	41,5	ПС 110 кВ Выселки	Государственное казенное учреждение «Главное управление строительства Краснодарского края»	20801-22-00772842-1	30.12.2022	2024	0,854	0	6	0,342	41,94	41,94	41,94	41,94	41,94	41,94
				ПС 110 кВ Выселки	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)	2024	0,199	0	0,4	0,02								
				ПС 35 кВ Березанская-2	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,019	0	0,4	0,002								
				ПС 35 кВ Дружба	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)	2024	0,325	0	0,4	0,032								
17	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	2020	49,31	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ООО «ВЕРП»	47051-10-22/С-КАВ	21.11.2022	2024	0,75	0	10	0,3	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
				ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (30 шт.)	2024	0,775	0,177	0,4–10	0,078								
				ПС 35 кВ Ахтанизовская	ТУ на ТП менее 670 кВт (67 шт.)	2024	1,332	0,106	0,4	0,133								
				ПС 35 кВ Голубицкая	ТУ на ТП менее 670 кВт (73 шт.)	2024	3,269	0,244	0,4–10	0,327								
				ПС 35 кВ Запорожская	ТУ на ТП менее 670 кВт (120 шт.)	2024	2,637	0,117	0,4–10	0,264								
				ПС 35 кВ Ильичевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)	2024	0,372	0,027	0,4	0,037								
				ПС 35 кВ Мирная	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,118	0,008	0,4–10	0,012								
				ПС 35 кВ Тамань	ТУ на ТП менее 670 кВт (85 шт.)	2024	2,466	0,199	0,4–10	0,247								
				ПС 35 кВ Фанагория	ТУ на ТП менее 670 кВт (29 шт.)	2024	0,52	0,531	0,4–10	0,052								
ПС 35 кВ Черноморская	ТУ на ТП менее 670 кВт (138 шт.)	2024	5,209	0,322	0,4–10	0,521												
18	ПС 110 кВ Геймановская	2021	15,75	ПС 110 кВ Геймановская	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)	2024	0,05	0	0,4	0,005	15,828	15,828	15,828	15,828	15,828	15,828		
				ПС 35 кВ Ванновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,04	0	0,4	0,004								
				ПС 35 кВ Северино	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,607	0	0,4	0,061								
19	ПС 110 кВ Геленджик	2021	71,2	ПС 110 кВ Геленджик	Акционерное общество «Санаторий «Голубая волна»	20105-22-00756752-1	18.10.2022	2024	3,8	0	10	0,76	74,173	74,173	74,173	74,173	74,173	74,173
				ПС 110 кВ Геленджик	АНО «Стань Чемпионом»	5-34-22-2633	29.07.2022	2024	0,8	0	6	0,16						
				ПС 110 кВ Геленджик	Общество с ограниченной ответственностью «Бастион»	20105-22-00721956-1	29.06.2022	2024	2,472	0	6	0,494						
				ПС 110 кВ Геленджик	ООО «СТРОЙ-МОНТАЖ»	5-34-21-2190	21.07.2021	2024	1,93	0	6	0,772						
				ПС 110 кВ Геленджик	ТУ на ТП менее 670 кВт (99 шт.)	2024	3,397	0,9343	0,4	0,34								

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Геленджик	Управление строительства администрации муниципального образования город-курорт Геленджик	5-34-20-1532	25.06.2020	2024	1,5	0	6	0,15						
20	ПС 110 кВ Головинка	2021	6,5	ПС 110 кВ Головинка	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2024	0,255	0,025	0,4	0,026	6,529	6,529	6,529	6,529	6,529	6,529
21	ПС 110 кВ Гречаная Балка	2021	2,21	ПС 110 кВ Гречаная Балка	-	-	-	-	-	-	-	-	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
22	ПС 110 кВ Гулькевичи	2021	40,16	ПС 110 кВ Гулькевичи	Общество с ограниченной ответственностью Мясоперерабатывающее предприятие «Мясторг»	21200-21-00648298-6	19.07.2021	2024	0,985	0,015	35	0,493	40,812	40,812	40,812	40,812	40,812	40,812
				ПС 110 кВ Гулькевичи	ТУ на ТП менее 670 кВт (35 шт.)			2024	0,735	0	0,4-6	0,074						
				ПС 35 кВ Венцы	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,043	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Николенская	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,1575	0	0,4	0,016						
23	ПС 110 кВ Дальняя	2021	17,78	ПС 110 кВ Дальняя	-	-	-	-	-	-	-	-	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78
24	ПС 110 кВ Джемете	2021	58,28	ПС 110 кВ Джемете	Индивидуальный предприниматель Бердичевский Георгий Рудольфович	20102-18-00474452-1	29.10.2018	2024	2,766	0	10	0,277	61,227	61,227	61,227	61,227	61,227	61,227
				ПС 110 кВ Джемете	Физ. лицо	20102-19-00541312-1	18.12.2019	2024	2,574	0	10	0,257						
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «Акватор-индустрия»	20102-18-00440588-1	16.05.2018	2024	2,99	0	6	0,299						
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Межсанаторный»	20102-23-00790450-1	17.02.2023	2024	0,938	0	10	0,375						
				ПС 110 кВ Джемете	Физ. лицо	20102-19-00522210-1	04.09.2019	2024	4,5	0	10	0,9						
				ПС 110 кВ Джемете	Физ. лицо	20102-22-00770960-1	15.11.2022	2024	0,87	0	6	0,087						
				ПС 110 кВ Джемете	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	4,566	0,56	10	0,033						
				ПС 110 кВ Джемете	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	1,14	0,435	6	0,114						
				ПС 110 кВ Джемете	ТУ на ТП менее 670 кВт (194 шт.)			2024	3,1	0,125	0,4	0,31						
				25	ПС 110 кВ Джигинская	2021	29,01	ПС 110 кВ Джигинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (117 шт.)			2024						
ПС 35 кВ Благовещенская	ТУ на ТП менее 670 кВт (34 шт.)							2024	1,043	0	0,4-10	0,104						
ПС 35 кВ Виноградная	ТУ на ТП менее 670 кВт (68 шт.)							2024	1,127	0	0,4	0,113						
ПС 35 кВ Малый Разнокол	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)							2024	0,163	0	0,4	0,016						
26	ПС 110 кВ Джубга	2018	14,8	ПС 110 кВ Джубга	ТУ на ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	1,572	0,219	0,4-10	0,157	14,974	14,974	14,974	14,974	14,974	14,974
27	ПС 110 кВ Дивная	2021	18,6	ПС 110 кВ Дивная	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,045	0	0,4	0,005	18,654	18,654	18,654	18,654	18,654	18,654
				ПС 35 кВ Коноково	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,117	0	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ Марьино	ТУ на ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,124	0	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ Успенская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,198	0	0,4	0,02						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
28	ПС 110 кВ Дивноморская	2021	15,74	ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	3-34-22-4598	14.02.2023	2024	1,6	0	10	1,12	17,623	17,623	17,623	17,623	17,623	17,623
				ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	3-34-22-4973	09.02.2023	2024	0,8	0	10	0,56						
				ПС 110 кВ Дивноморская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015						
29	ПС 110 кВ Динская	2018	41,33	ПС 110 кВ Динская	Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-Производственная компания Альянстехнолоджи»	21103-21-00689890-1	22.12.2021	2024	4	0	10	0,8	42,73	42,73	42,73	42,73	42,73	42,73
				ПС 110 кВ Динская	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	1,07	0	0,4-10	0,107						
				ПС 35 кВ Динская	ТУ на ТП менее 670 кВт (56 шт.)			2024	1,702	0	0,4-10	0,17						
				ПС 35 кВ Кочеты-2	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,195	0	0,4-10	0,02						
				ПС 35 кВ НС-19	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024	0,54	0	0,4-10	0,054						
				ПС 35 кВ Пластуновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (50 шт.)			2024	1,085	0	0,4-10	0,109						
30	ПС 110 кВ ДСК	2021	24,62	ПС 110 кВ ДСК	Общество с ограниченной ответственностью «Роял Фреш»	20104-22-00782504-6	09.01.2023	2024	1	0	6	0,4	25,286	25,286	25,286	25,286	25,286	25,286
				ПС 110 кВ ДСК	ТУ на ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	1,994	0,2935	0,4-6	0,199						
31	ПС 110 кВ Ейск	2018	34,4	ПС 110 кВ Ейск	ТУ на ТП менее 670 кВт (111 шт.)			2024	1,43	0,267	0,4	0,143	34,559	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1
					ООО «Мелькомбинат «Ейский»	-	28.04.2023	2025	4,537	0	6	2,289						
32	ПС 110 кВ Ейск-2	2020	20,8	ПС 110 кВ Ейск-2	ТУ на ТП менее 670 кВт (41 шт.)			2024	1,125	0,2575	0,4-6	0,112	20,924	20,924	20,924	20,924	20,924	20,924
33	ПС 110 кВ Забойская	2018	11,83	ПС 110 кВ Забойская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,173	0	0,4-10	0,017	11,854	11,854	11,854	11,854	11,854	11,854
				ПС 35 кВ Проточная	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,045	0	0,4	0,005						
34	ПС 110 кВ Западная-2	2020	58,01	ПС 110 кВ Западная-2	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования г. Краснодар «Управление капитального строительства»	21200-06-000266-3	21.09.2006	2024	0,918	0	6	0,367	58,858	58,858	58,858	58,858	58,858	58,858
				ПС 110 кВ Западная-2	Общество с ограниченной ответственностью «Кубанская электросетевая компания» <sup>1)</sup>	21200-22-00726740-1	18.05.2022	2024	1	0	10	0						
				ПС 35 кВ НС-4	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,216	0	6	0,022						
				ПС 35 кВ Хомуты	Физ. лицо <sup>3)</sup>	21101-19-00547788-1	13.01.2020	2024	1	0	10	0						
				ПС 35 кВ Хомуты	ТУ на ТП менее 670 кВт (96 шт.)			2024	3,722	0	0,4-10	0,372						
35	ПС 110 кВ Ильская	2021	25,78	ПС 110 кВ Ильская	ТУ на ТП менее 670 кВт (98 шт.)			2024	1,858	0	0,4-10	0,186	25,987	25,987	25,987	25,987	25,987	25,987
36	ПС 110 кВ Каменка	2021	9,9	ПС 110 кВ Каменка	Акционерное общество «Племенной форелеводческий завод «Адлер» <sup>2)</sup>	21200-22-00746502-5	28.07.2022	2024	1,28	0	10	0	10,257	10,257	10,257	10,257	10,257	10,257
				ПС 110 кВ Каменка	ТУ на ТП менее 670 кВт (170 шт.)			2024	3,166	0,232	0,4-10	0,321						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
37	ПС 110 кВ Кислородный завод	2021	16,54	ПС 110 кВ Кислородный завод	ООО «Энерго-Вольт» (ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкав-монтаж»)	21200-18-00464256-5	17.09.2018	2024	2,5	2,6	10	1,75	18,484	18,484	18,484	18,484	18,484	18,484
38	ПС 110 кВ Кореновская	2021	44,44	ПС 110 кВ Кореновская	Общество с ограниченной ответственностью «Бетагран Кубань»	21200-14-00205404-1	05.03.2015		2,4	0	10	0,24	45,449	45,449	45,449	45,449	45,449	45,449
				ПС 110 кВ Кореновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2024	0,275	0	0,4–10	0,028						
				ПС 35 кВ Кореновский завод сухой сыворотки	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,247	0	0,4	0,025						
				ПС 35 кВ Платнировская-2	ТУ на ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	0,278	0	0,4	0,028						
				ПС 35 кВ Раздольная	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,061	0	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Родина	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,228	0	0,4	0,023						
				ПС 35 кВ Элитная	Общество с ограниченной ответственностью «Кубанская Продуктовая Компания»	21200-21-00617134-1	30.03.2021	2024	1,1	0	10	0,55						
ПС 35 кВ Элитная	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,078	0	0,4	0,008										
39	ПС 110 кВ Красноармейская	2020	28,13	ПС 110 кВ Красноармейская	ТУ на ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2024	0,969	0	0,4–10	0,097	28,386	28,386	28,386	28,386	28,386	28,386
				ПС 35 кВ Зеленская	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,259	0	0,4	0,026						
				ПС 35 кВ Мичуринская	ТУ на ТП менее 670 кВт (69 шт.)			2024	1,07	0	0,4	0,107						
40	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	2021	9,06	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	ТУ на ТП менее 670 кВт (73 шт.)			2024	1,453	0,148	0,4–10	0,145	9,221	9,221	9,221	9,221	9,221	9,221
41	ПС 110 кВ Куцевская	2020	32,31	ПС 110 кВ Куцевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,439	0	6	0,044	32,462	32,462	32,462	32,462	32,462	32,462
				ПС 35 кВ Казачья	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,021	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Кисляковская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,413	0	0,4	0,041						
				ПС 35 кВ Куцевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,291	0	0,4	0,029						
				ПС 35 кВ Новомихайловская	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Степнянская	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2024	0,188	0	0,4	0,019						
42	ПС 110 кВ Лабинск-1	2021	30,13	ПС 110 кВ Лабинск-1	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	0,207	0	0,4–10	0,021	30,269	30,269	30,269	30,269	30,269	30,269
				ПС 35 кВ Высокая	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,021	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Костромская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	10	0,015						
				ПС 35 кВ Красный кут	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,057	0	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Семсовхоз	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024	0,181	0	0,4	0,018						
				ПС 35 кВ Ярославская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,634	0	0,4	0,063						
43	ПС 110 кВ Лабинск-2	2021	15,48	ПС 110 кВ Лабинск-2	–	–	–	–	–	–	–	–	15,48	15,48	15,48	15,48	15,48	15,48
44	ПС 110 кВ Ладожская	2021	23,42	ПС 110 кВ Ладожская	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2024	0,599	0	0,4	0,06	23,509	23,509	23,509	23,509	23,509	23,509
				ПС 35 кВ Безлесная	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,021	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Кирпильская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,03	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Сельхозтехника	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015						
45	ПС 110 кВ Ленинградская	2021	30,1	ПС 110 кВ Ленинградская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,693	0	0,4–10	0,069	30,223	30,223	30,223	30,223	30,223	30,223
				ПС 35 кВ Ленинградская	ТУ на ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,348	0	0,4	0,035						
				ПС 35 кВ Рошинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,071	0	0,4	0,007						
46	ПС 110 кВ Лоо	2021	16,5	ПС 110 кВ Лоо	ТУ на ТП менее 670 кВт (104 шт.)			2024	1,625	0,494	0,4–10	0,163	16,681	16,681	16,681	16,681	16,681	16,681
47	ПС 110 кВ Марганская	2018	11,31	ПС 110 кВ Марганская	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,072	0	0,4	0,007	11,463	11,463	11,463	11,463	11,463	11,463
				ПС 35 кВ Бакинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (32 шт.)			2024	0,522	0	0,4	0,052						



№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
48	ПС 110 кВ Моревская	2021	15,46	ПС 35 кВ Понежукай	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)		2024	0,709	0	0,4-10	0,071	15,538	15,538	15,538	15,538	15,538	15,538	
				ПС 35 кВ Шевченко	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)		2024	0,075	0	0,4	0,008							
				ПС 110 кВ Моревская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2024	0,014	0	0,4	0,001							
				ПС 35 кВ Должанская	ТУ на ТП менее 670 кВт (19 шт.)		2024	0,251	0	0,4	0,025							
				ПС 35 кВ Плодоовощ	ТУ на ТП менее 670 кВт (15 шт.)		2024	0,404	0	0,4	0,04							
				ПС 35 кВ Путь к коммунизму	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)		2024	0,035	0	0,4	0,004							
49	ПС 110 кВ Мясокомбинат	2021	11,54	ПС 110 кВ Мясокомбинат	-	-	-	-	-	-	-	11,54	11,54	11,54	11,54	11,54	11,54	
50	ПС 110 кВ Новомихайловская	2021	15	ПС 110 кВ Новомихайловская	ТУ на ТП менее 670 кВт (40 шт.)		2024	0,879	0,05	0,4-10	0,088	15,098	15,098	15,098	15,098	15,098	15,098	
51	ПС 110 кВ Новомышастовская	2018	11,59	ПС 110 кВ Новомышастовская	ТУ на ТП менее 670 кВт (27 шт.)		2024	0,479	0	0,4	0,048	11,766	11,766	11,766	11,766	11,766	11,766	
				ПС 110 кВ Новомышастовская	Федеральное казенное учреждение «Управление федеральных автомобильных дорог «Тамань» Федерального дорожного агентства»	21200-22-00770256-4	23.11.2022	2024	0,895	0	0,4							0,089
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ на ТП менее 670 кВт (12 шт.)		2024	0,116	0	0,4	0,012							
				ПС 35 кВ ПТФ	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)		2024	0,089	0	0,4	0,009							
52	ПС 110 кВ Новониколаевская	2019	3,34	ПС 110 кВ Новониколаевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)		2024	0,051	0	0,4	0,005	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	
53	ПС 110 кВ Новопокровская	2020	15,48	ПС 110 кВ Новопокровская	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)		2024	0,554	0	0,4-10	0,055	15,987	15,987	15,987	15,987	15,987	15,987	
				ПС 35 кВ Ильинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)		2024	0,038	0	0,4	0,004							
				ПС 35 кВ Метеор	ИП Шпак Олег Владимирович	20603-22-00705480-1	21.02.2022	2024	0,957	0	10							0,383
				ПС 35 кВ Метеор	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)		2024	0,139	0	0,4	0,014							
54	ПС 110 кВ Отрадная	2022	21,02	ПС 110 кВ Отрадная	ТУ на ТП менее 670 кВт (23 шт.)		2024	0,811	0,1085	0,4	0,081	21,208	21,208	21,208	21,208	21,208	21,208	
				ПС 35 кВ Благодарная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2024	0,003	0,003	0,4	0							
				ПС 35 кВ Малотенгинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)		2024	0,621	1,1291	0,4-10	0,062							
				ПС 35 кВ Отрадная	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)		2024	0,135	0,003	0,4	0,014							
				ПС 35 кВ Передовая	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)		2024	0,03	0,0015	0,4	0,003							
				ПС 35 кВ Попутная	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)		2024	0,076	0,01	0,4-10	0,008							
				ПС 35 кВ Удобная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2024	0,006	0	0,4	0,001							
55	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2022	37	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ООО «БЕЛТЕКС»	4-33-22-1918	02.06.2022	2024	0,67	0,001	10	0,268	37,527	37,527	37,527	37,527	37,527	
				ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)		2024	0,666	0	0,4-10	0,067							
				ПС 35 кВ Степная	ТУ на ТП менее 670 кВт (21 шт.)		2024	1,102	0	0,4-10	0,066							
				ПС 35 кВ Степная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2025	0,056	0	10	0,05							
				ПС 35 кВ Школьная	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)		2024	0,23	0	0,4-10	0,023							
56	ПС 110 кВ Павловская	2021	17,33	ПС 110 кВ Павловская	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)		2024	0,084	0	0,4-10	0,008	17,341	17,341	17,341	17,341	17,341	17,341	
				ПС 35 кВ Комсомолец	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)		2024	0,018	0	0,4	0,002							
57	ПС 110 кВ Парфюмерная	2021	22,559	ПС 110 кВ Парфюмерная	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)		2024	0,005	0	0,4	0,001	22,56	22,56	22,56	22,56	22,56	22,56	
58	ПС 110 кВ Пашковская	2021	48,551	ПС 110 кВ Пашковская	ООО «МИРТЕХ-КУБАНЬ»	5-38-21-2778	09.09.2021	2024	1	0	10	0,4	49,118	49,118	49,118	49,118	49,118	49,118
				ПС 110 кВ Пашковская	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)		2024	1,101	0,45	0,4-10	0,11							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
59	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	2020	18,62	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,022	0	0,4	0,002	18,622	18,622	18,622	18,622	18,622	18,622
60	ПС 110 кВ Промзона	2021	16,8	ПС 110 кВ Промзона	ТУ на ТП менее 670 кВт (34 шт.)			2024	1,245	0	0,4-10	0,125	16,939	16,939	16,939	16,939	16,939	16,939
61	ПС 110 кВ ПТФ	2021	12,69	ПС 110 кВ ПТФ	-	-	-	-	-	-	-	-	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
62	ПС 110 кВ Раевская	2022	29,86	ПС 110 кВ Раевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1131 шт.)			2024	18,299	0	0,4-10	1,83	33,177	33,177	33,177	33,177	33,177	33,177
				ПС 35 кВ Раевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (667 шт.)			2024	11,552	0	0,4-6	1,155						
63	ПС 110 кВ Речная	2021	33,19	ПС 110 кВ Речная	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,02	0	0,4	0,002	33,192	33,192	33,192	33,192	33,192	33,192
64	ПС 110 кВ РИП	2021	48,93	ПС 110 кВ РИП	АРТЭНЦ, ООО	21200-14-00202698-4	01.10.2014	2024	2,3	0	10	0,92	57,647	57,647	57,647	57,647	57,647	57,647
				ПС 110 кВ РИП	Индивидуальный предприниматель Антоньян Артём Георгиевич	20104-19-00497124-1	27.03.2019	2024	4,95	0	10	0,495						
				ПС 110 кВ РИП	Муниципальное казенное учреждение «Управление строительства»	20104-18-00441002-1	26.06.2018	2024	1,8	0	10	0,72						
				ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	20104-22-00705904-1	15.04.2022	2024	1,5	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	20104-22-00705906-1	15.04.2022	2024	1,5	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	20104-22-00705916-1	15.04.2022	2024	1,95	0	10	0,78						
				ПС 110 кВ РИП	ООО «Краснодар-энерго» <sup>1)</sup>	21200-21-00685806-1	29.11.2021	2024	1,2	2	6	0						
				ПС 110 кВ РИП	ООО «Кубаньжилстрой»	21200-08-000826-3	28.07.2008	2024	2,112	3,588	10	0,845						
				ПС 110 кВ РИП	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,65	5,6086	0,4-10	0,065						
				ПС 110 кВ РИП	Физ. лицо	20104-18-00475200-1	19.11.2018	2024	3	0	10	0,3						
				ПС 110 кВ РИП	Физ. лицо	20104-19-00488296-1	13.02.2019	2024	4,95	0	10	1,98						
ПС 110 кВ РИП	Физ. лицо	21200-15-00283038-1	14.01.2016	2024	1,35	0	10	0,54										

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА											
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.						
65	ПС 110 кВ Родниковская	2020	21,39	ПС 110 кВ Родниковская	Общество с ограниченной ответственностью «Роял Эдвайзерс Ритейл»	20201-21-00631940-1	21.05.2021	2024	1	0	10	0,4	21,847	21,847	21,847	21,847	21,847	21,847						
				ПС 110 кВ Родниковская															ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)	2024	0,074	0	0,4	0,007
				ПС 35 кВ Константиновская															ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)	2024	0,035	0	0,4	0,004
66	ПС 110 кВ Свинокомплекс	2021	20,27	ПС 110 кВ Свинокомплекс	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)	2024	0,005	0	0,4	0,001	20,354	20,4	20,354	20,354	20,354	20,354	20,354						
				ПС 35 кВ 40 лет Октября															ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)	2024	0,108	0	0,4	0,011
				ПС 35 кВ Искра															ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,025	0	0,4	0,003
				ПС 35 кВ Комбикормовый Завод															ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,03	0	0,4	0,003
				ПС 35 кВ Кубанец															ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,085	0	0,4-10	0,009
				ПС 35 кВ Медведовская															ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)	2024	0,448	0	0,4	0,045
ПС 35 кВ Теплицы	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)	2024	0,052	0	0,4	0,005																		
67	ПС 110 кВ Северо-Западная	2021	12,35	ПС 110 кВ Северо-Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)	2024	0,5	2,8969	0,4-10	0,05	12,406	12,406	12,406	12,406	12,406	12,406	12,406						
68	ПС 110 кВ Северская	2021	23,6	ПС 110 кВ Северская	ТУ на ТП менее 670 кВт (80 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (80 шт.)	2024	2,176	0	0,4-10	0,218	23,884	23,884	23,884	23,884	23,884	23,884	23,884						
				ПС 35 кВ Львовская	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (17 шт.)	2024	0,287	0	0,4-10	0,029													
				ПС 35 кВ Новоивановская	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,087	0	0,4	0,009													
69	ПС 110 кВ Славянская	2021	22,21	ПС 110 кВ Славянская	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,08	0,002	0,4	0,008	22,233	22,233	22,233	22,233	22,233	22,233	22,233						
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)	2024	0,038	0,002	0,4	0,004													
				ПС 35 кВ Тиховский гидроузел	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)	2024	0,086	0,094	0,4	0,009													
70	ПС 110 кВ Солнечная	2021	12,27	ПС 110 кВ Солнечная	ТУ на ТП менее 670 кВт (69 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (69 шт.)	2024	1,473	0	0,4-10	0,147	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86						
				ПС 35 кВ Абрау-Дюрсо	ТУ на ТП менее 670 кВт (169 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (169 шт.)	2024	3,836	0	0,4-10	0,384													
71	ПС 110 кВ Старокорсунская	2021	24,39	нет данных	Физ. лицо	21106-22-00767952-1	26.10.2022		4,985	1,14		1,994	28,177	28,177	28,177	28,177	28,177	28,177						
				ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Зеленый берег»	21200-20-00590062-1	28.10.2020	2024	0,73	0,4	10	0,292												
				ПС 110 кВ Старокорсунская	ТУ на ТП менее 670 кВт (148 шт.)			2024	3,084	0,428	0,4-10	0,308												
				ПС 35 кВ Васюринская	Акционерное общество фирма «Агрокомплекс» им. Н.И. Ткачева	21103-21-00687458-6	14.12.2021	2024	0,85	0	10	0,085												
				ПС 35 кВ Васюринская	ТУ на ТП менее 670 кВт (34 шт.)			2024	1,331	0,084	0,4-10	0,133												
				ПС 35 кВ ЖБИ	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015												
				ПС 35 кВ Хутор Ленина	ООО «Комплекс по переработке сельхозпродукции» Дары Кубани»	21100-22-00768502-1	01.11.2022	2024	1,1	1,14	10	0,44												
ПС 35 кВ Хутор Ленина	ТУ на ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	1,406	0,016	0,4-10	0,141																
72	ПС 110 кВ Старотитаровская	2021	8,46	ПС 110 кВ Старотитаровская	ТУ на ТП менее 670 кВт (66 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (66 шт.)	2024	1,363	0,056	0,4-10	0,136	8,611	8,611	8,611	8,611	8,611	8,611	8,611						
73	ПС 110 кВ Старощербиновская	2021	14,05	ПС 110 кВ Старощербиновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (18 шт.)	2024	0,6204	0	0,4-10	0,0623	14,142	14,142	14,142	14,142	14,142	14,142	14,142						
				ПС 35 кВ Нерест	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (9 шт.)	2024	0,073	0	0,4	0,0073													
				ПС 35 кВ Новоощербиновская	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)	2024	0,133	0	0,4	0,0134													
74	ПС 110 кВ Сукко	2021	12,27	ПС 110 кВ Сукко	ТУ на ТП менее 670 кВт (240 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (240 шт.)	2024	5,009	0,205	0,4-10	0,501	12,827	12,827	12,827	12,827	12,827	12,827	12,827						
75	ПС 110 кВ Темрюк	2020	25,56	ПС 110 кВ Темрюк	ТУ на ТП менее 670 кВт (97 шт.)	ТУ на ТП менее 670 кВт (97 шт.)	2024	2,878	0	0,4-10-35	0,288	25,88	25,88	25,88	25,88	25,88	25,88	25,88						
76	ПС 110 кВ Тепличная	2018	9,67	ПС 110 кВ Тепличная	-	-	-	-	-	-	-	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
77	ПС 110 кВ Тимашевская	2020	24,04	ПС 110 кВ Тимашевская	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,307	0	0,4–10	0,031	24,104	24,104	24,104	24,104	24,104	24,104
				ПС 35 кВ Димитрова	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,025	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Красная	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,198	0	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Пенькозавод	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,038	0	0,4	0,004						
78	ПС 110 кВ Тонкий мыс	2021	24,54	ПС 110 кВ Тонкий мыс	Общество с ограниченной ответственностью «Дом Солнца»	20105-21-00689936-1	20.12.2021	2024	1,175	0	10	0,235	26,533	26,533	26,533	26,533	26,533	26,533
				ПС 110 кВ Тонкий мыс	Общество с ограниченной ответственностью «Эдельвейс»	20105-18-00478296-1	14.12.2018	2024	3	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Тонкий мыс	Общество с ограниченной ответственностью Гольф-клуб «Геленджик Гольф Резорт»	20105-21-00689870-1	10.12.2021	2024	1,12	0	10	0,224						
				ПС 110 кВ Тонкий мыс	ТУ на ТП менее 670 кВт (85 шт.)			2024	1,35	0,275	0,4	0,135						
79	ПС 110 кВ Туапсе	2020	26,1	ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-11-00059148-1	29.02.2012	2024	1,05	0	6	0	27,126	27,126	27,126	27,126	27,126	27,126
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517800-1	15.10.2019	2024	1,133	2,125	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517814-1	15.10.2019	2024	1,72	2,21	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517824-1	15.10.2019	2024	0,682	2,38	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517832-1	15.10.2019	2024	0,756	2,38	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517844-1	15.10.2019	2024	1,72	2,29	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00517848-1	15.10.2019	2024	0,78	2,378	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00518288-1	15.10.2019	2024	1,549	1,615	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	20205-19-00522048-1	30.12.2019	2024	1,89	2,04	6	0						
					Акционерное общество «НЭСК-электросети» <sup>1)</sup>	21200-17-00377804-1	23.05.2017	2024	1,2	1,615	6	0						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА						
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	
					Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Сибград»	20205-22-00742024-1	27.07.2022	2024	2,13	0	10	0,852							
					ТУ на ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,709	0	0,4–6–10	0,071							
80	ПС 110 кВ Ханьковская	2018	23,77	ПС 110 кВ Ханьковская	–	–	–	–	–	–	–	–	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	
81	ПС 110 кВ Холмская	2019	27,9	ПС 110 кВ Холмская	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015	28	28	28	28	28	28	28
				ПС 35 кВ Родина	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,15	0	0,4	0,015							
				ПС 35 кВ Элеваторная	ТУ на ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,6	0	6	0,06							
82	ПС 110 кВ Центральная	2018	26,01	ПС 110 кВ Центральная	ТУ на ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,272	0	0,4	0,027	26,09	26,09	26,09	26,09	26,09	26,09	26,09
				ПС 35 кВ НС-12	ТУ на ТП менее 670 кВт (25 шт.)			2024	0,447	0	0,4–10	0,045							
83	ПС 110 кВ Широкая Балка	2021	11,26	ПС 110 кВ Широкая Балка	ТУ на ТП менее 670 кВт (43 шт.)			2024	1,426	0,223	0,4–10	0,143	11,419	11,419	11,419	11,419	11,419	11,419	11,419
84	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2021	20,26	ПС 110 кВ Юго-Восточная	–	–	–	–	–	–	–	–	20,26	20,26	20,26	20,26	20,26	20,26	20,26
85	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	2021	53,96	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	ООО «КЭМЗ»	21200-18-00435266-1	12.04.2018	2024	1	0	6	0,4	54,404	54,404	54,404	54,404	54,404	54,404	
86	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	2021	53,7	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «АгроТорг»	20202-18-00445636-1	15.06.2018	2024	4,95	0	10	1,98	57,384	57,384	57,384	57,384	57,384	57,384	
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Зеркало» ИНН2366023211	20202-22-00732450-1	21.07.2022	2024	0,774	0	0,4	0,31							
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью специализированный застройщик «Белые росы»	20104-19-00502460-1	30.04.2019	2024	1,711	0	6	0,684							
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ТУ на ТП менее 670 кВт (103 шт.)			2024	3,417	0,67755	0,4–10	0,342							
87	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	2021	41,82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «ЮФОИНВЕСТ»	20104-19-00502454-1	30.04.2019	2024	2,22	0	6	0,888	44,251	44,251	44,251	44,251	44,251	44,251	
		2021		ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Строй-Ресурс»	20104-19-00546324-1	15.01.2020	2024	0,8	0	10	0,32							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
		2021		ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Публичное акционерное общество «Новоросс-Инвест»	20104-21-00671064-1	28.09.2021	2024	2,3	0	10	0,92						
		2021		ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,6	0	10	0,06						

Примечания

1 <sup>1)</sup> Заявитель является сетевой компанией, прирост нагрузки не учитывается.

2 <sup>2)</sup> Для данного заявителя осуществляется ТП вновь сооружаемых объектов по производству электрической энергии (генерирующих устройств), прирост нагрузки отсутствует.

3 <sup>3)</sup> Для данного заявителя договор на ТП реализован, прирост нагрузки не учитывается.

### ПС 110 кВ Абинская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года (20.01.2021) и составила 30,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 159 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 23,09 МВА (122,3 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,27 МВА).

В соответствии с ТУ на ТП ПАО «Россети Кубань» к электрическим сетям ОАО «РЖД» (договор на ТП от 24.02.2021 № 22354-10-20/С-КАВ/407/30-230, ТП объектов электросетевого хозяйства заявителя без увеличения существующей максимальной мощности, в объеме 24 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы напряжением 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 30,09 + 0,267 + 0 - 7 = 23,357 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Абинская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Абинская расчетный объем ГАО составит 4,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,357 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Анапская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 102,09 МВА. В ПАР отключения Т-1: загрузка Т-2 составит 123 % от  $S_{ддн(Т-2)}$ , загрузка Т-3 – 106,7 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ . В ПАР отключения Т-2: загрузка Т-1 составит 112 % от  $S_{ддн(Т-1)}$ , загрузка Т-3 – 118 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ . В ПАР отключения Т-3: загрузка Т-1 составит 119 % от  $S_{ддн(Т-1)}$ , загрузка Т-2 составит 111 % от  $S_{ддн(Т-2)}$ . Таким образом, при существующих нагрузках в ПАР возможно превышение  $S_{ддн}$  для Т-1, Т-2, Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 4,448 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 102,09 + 4,448 + 0 - 0 = 106,538 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения Т-1: загрузка Т-2 составит 128 % от  $S_{ддн(Т-2)}$ , загрузка Т-3 – 111 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ ; в ПАР отключения Т-2: загрузка Т-1 составит 117 %  $S_{ддн(Т-1)}$ , загрузка Т-3 – 123 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ ; в ПАР отключения Т-3: загрузка Т-1 составит 124 % от  $S_{ддн(Т-1)}$ , загрузка Т-2 составит 116 % от  $S_{ддн(Т-2)}$ .

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Анапская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Анапская расчетный объем ГАО может составить от 10,27 до 12,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 106,538 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом остающихся в работе двух трансформаторов суммарной мощностью 80 МВА, достаточно выполнить установку четвертого трансформатора мощностью не менее 26,538 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности,



трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку четвертого трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Андреевдмитриевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,38 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА (Т-1 мощностью 6,3 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 116,8 % (46 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,244 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,027 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 8,38 + 0,027 + 0 - 0 = 8,407 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 46 % (117,2 %) от  $S_{длн}$ , что не превышает  $S_{длн}$  для Т-2 и превышает  $S_{длн}$  для трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Андреевдмитриевская ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Андреевдмитриевская расчетный объем ГАО составит 1,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 8,407 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ АПК.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года и составила 28,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка

оставшегося в работе трансформатора составит 131 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ АПК отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 28,12 + 0 + 0 - 0 = 28,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 131 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АПК ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АПК расчетный объем ГАО составит 6,62 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,12 МВА. 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Апшеронская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 32,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,8 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 25,3 МВА (117,7 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,552 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,729 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,1 + 0,729 + 0 - 6,8 = 26,029 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Апшеронская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Апшеронская расчетный объем ГАО составит 4,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,029 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 43,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 204 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение к данной подстанции отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составляет:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 43,78 + 0 + 0 - 0 = 43,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 204 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ расчетный объем ГАО составит 22,28 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 43,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Для устранения

описанных выше схемно-режимных ситуаций, характеризующихся вводом ГАО, рассмотрены следующие варианты реконструкции:

– замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА, так как ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА;

– замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА и установка третьего трансформатора мощностью 16 МВА. Замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы большей мощности, даже при учете установки третьего трансформатора, обусловлена фактической перегрузкой трансформаторов в нормальном режиме.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.2 суммарные дисконтированные затраты для варианта с реконструкцией ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА составят 317,47 млн руб., суммарные дисконтированные затраты альтернативного варианта с реконструкцией ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА и установкой дополнительного трансформатора мощностью на 16 МВА – 459,04 млн руб.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Атамановская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 14,62 МВА, что соответствует 106 % от  $S_{ддн}$ , и превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,81 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора составит 11,81 МВА (85,8 % от  $S_{ддн}$ ), что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,619 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,011 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 14,62 + 0,011 + 0 - 2,81 = 11,821 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 86 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Атамановская с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×16 МВА).

#### ПС 110 кВ Береговая.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 7,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6$  °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 2,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,255 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов, согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,69 + 0,255 + 0 - 0 = 7,945 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Береговая ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Береговая расчетный объем ГАО составит 2,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,944 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 каждый на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Бойко-Понура.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 9,06 МВА, что соответствует 105 % от  $S_{\text{дн}}$ , и превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при  $T_{\text{НВ}} + 35,6$  °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 0,619 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,069 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора, согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,06 + 0,069 + 0 - 0 = 9,129 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 106 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бойко-Понура ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения длительно допустимой перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Бойко-Понура расчетный объем ГАО составит 0,53 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,129 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, что соответствует номинальной мощности существующего Т-1. Однако ввиду того, что для Т-1 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и  $S_{\text{ддн}}$  при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  составляет 8,6 МВА, что менее  $S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}$ , необходимо заменить Т-1 10 МВА на новый силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Верещагинская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 31,4 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 30,4 МВА (109,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

суммарной максимальной мощностью 5,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,599 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов, согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,4 + 1,599 + 0 - 1 = 31,999 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Верещагинская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Верещагинская расчетный объем ГАО составит 4,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,999 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ ВНИИРИС.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 26,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 195 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,621 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,181 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,82 + 1,181 + 0 - 0 = 28,001 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 204 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ВНИИРИС ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ВНИИРИС расчетный объем ГАО составит 14,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,001 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 17,35 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА (Т-2 мощностью 16 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 126 % (63 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  для трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,11 (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 1,387 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,154 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 17,35 + 0,154 + 0 - 0 = 17,504 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 126 % (63 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  для трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 3,744 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 17,504 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 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 5,5 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА (Т-2 мощностью 6,3 МВА) загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-2 (Т-1) составит 70 % (153 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] и данными в таблице 16 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) для Т-1 составляет 1,125 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,757 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,084 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,5 + 0,084 + 0 - 0 = 5,584 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 71 % (155 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора Т-1.

Необходимо отметить, что в 2028 году срок службы трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор составит 30 лет, при этом, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +3,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,125. В ПАР отключения Т-1, при данном коэффициенте допустимой длительной перегрузки, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 79 % от  $S_{\text{дн}}$ , что также не превышает  $S_{\text{дн}}$  данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор расчетный объем ГАО составит 1,99 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 5,584 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Волконка.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 32 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 115 % (233 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,86 (1,11).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,017 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,336 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 32 + 0,336 + 0 - 0 = 32,336 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 116 % (235 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волконка ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформаторов Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Волконка расчетный объем ГАО составит 18,58 (4,56) МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,336 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 141 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6$  °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 3,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,823 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 48,55 + 0,823 + 0 - 0 = 49,373 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 14,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 49,373 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом имеющегося Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА и соблюдения условий параллельной работы трансформаторов достаточно выполнить установку дополнительного Т-3 мощностью не менее 14,97 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Выселки.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 41,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 178 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 27,2$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,935.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,8 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 34,7 МВА (148,4 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,395 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,44 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,5 + 0,44 + 0 - 6,8 = 35,14 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выселки ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выселки расчетный объем ГАО составит 11,76 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,14 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Вышестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 49,31 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшихся в работе Т-2 (Т-1) составит 117 % от  $S_{\text{ддн}}$ , нагрузка Т-3 – 135 % от  $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ ; при отключении Т-3 нагрузка Т-1 (Т-2) составит 140 % от  $S_{\text{ддн}}$ . Значения загрузки трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов приведены при условии совместной работы на сеть 35 кВ оставшихся в работе трансформаторов. Таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение  $S_{\text{ддн}}$  для Т-1, Т-2 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,8 °С для Т-1 и Т-2 при повышенном износе изоляции составляет 1,11, для Т-3 при нормальном режиме нагрузки – 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 17,448 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,19 МВА, из них 1,77 МВА приходится на центр питания 35 кВ, 0,42 МВА – на шины 10 кВ ПС 110 кВ Вышестеблиевская).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,31 + 2,19 + 0 - 0 = 51,5 \text{ МВА.}$$

При этом в ПАР возможное максимальное превышение  $S_{\text{ддн}}$  для Т-1 (Т-2) составит 146 % от  $S_{\text{ддн}}$  при отключении Т-3; для Т-3 – 140 % от  $S_{\text{ддн}}$  при отключении Т-1 (Т-2). Значения загрузки трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов приведены при условии совместной работы на сеть 35 кВ оставшихся в работе трансформаторов и условия работы АВР СВ 10 кВ при отключении Т-1 (Т-2).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Вышестеблиевская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-3 на ПС 110 кВ Вышестеблиевская расчетный объем ГАО составит 8,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы суммарной мощностью не менее половины от перспективной расчетной нагрузки подстанции в объеме 51,5 МВА, то есть не менее 25,749 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Геймановская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,75 МВА, что соответствует 121 % от  $S_{\text{ддн}}$ , и превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора составит 9,05 МВА (65,8 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,696 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,078 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,75 + 0,078 + 0 - 6,7 = 9,128 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 66 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличения

трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Геймановская с заменой существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×25 МВА).

ПС 110 кВ Геленджик.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 71,2 МВА. В ПАР отключения Т-1 (нагрузка Т-1 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-2) загрузка Т-2 составит 103,8 % от  $S_{\text{длн(Т-2)}}$ , в ПАР отключения Т-2 (нагрузка Т-2 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-1, нагрузка Т-2 по средствам работы АВР СВВ-6-1-2 переводится на Т-3) загрузка Т-3 составит 112,9 %, что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,17 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,5 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,111 МВА из них 1,94 МВА приходится на сеть 6 кВ, 1,033 МВА – на сеть 10 кВ и 0,138 МВА – на сеть 35 кВ (договоры по ПС 35 кВ Толстый мыс)).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 71,2 + 3,111 + 0 - 2,5 = 71,811 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения Т-1 (нагрузка Т-1 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-2) загрузка Т-2 составит 103,4 % от  $S_{\text{длн(Т-2)}}$ , в ПАР отключения Т-2 (нагрузка Т-2 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-1, нагрузка Т-2 посредством работы АВР СВВ-6-1-2 переводится на Т-3) загрузка Т-3 составит 113,9 %, что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов. Возможность перевода нагрузки с секций 6 кВ на иные центры питания в объеме 2,5 МВА принята пропорционально нагрузке секций за режимный день.

В ПАР одного из трансформаторов суммарная длительно допустимая перегрузка оставшихся в работе трансформаторов 2×40 МВА составит 88,8 МВА, что превышает перспективную расчетную нагрузку существующих трансформаторов, равную 71,811 МВА. Таким образом, исключить перегрузку трансформаторов в ПАР возможно путем оптимизации распределения нагрузки по сш 6 кВ.

На основании вышеизложенного для исключения перегрузки трансформаторов в ПАР предлагается:

- включить в нормальной схеме Т-1, Т-2, Т-3;
- отключить СВВ-6-1-2 и СВВ-6-3-1;
- перефиксировать ввод 6 кВ Т-1 с 1 сш 6 кВ на 3 сш 6 кВ;
- перефиксировать ввод 6 кВ Т-3 с 3 сш 6 кВ на 1 сш 6 кВ;
- провести перераспределение фидеров 6 кВ между секциями РУ 6 кВ так, чтобы в значениях дополнительного летнего контрольного замера 2021 года

нагрузка 1 сш 6 кВ составила до 18 МВА, нагрузка 2 сш 6 кВ – до 22 МВА, нагрузка 3 сш 6 кВ – до 11 МВА. Подобное распределение нагрузки возможно при переводе на 3 сш 6 кВ фидеров из ячейки Гк-5 1 сш 6 кВ и ячейки Гк-16 2 сш 6 кВ.

С учетом вышеуказанных предложений в ПАР отключения Т-1 (нагрузка Т-1 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-2) загрузка Т-2 составит 93,4 % от  $S_{ддн}$ , в ПАР отключения Т-2 (нагрузка Т-2 35 кВ посредством АВР СЭВ 35 кВ переводится на Т-1, нагрузка Т-2 6 кВ посредством АВР СВВ-6-1-2 переводится на Т-3) загрузка Т-3 составит 92,5 % от  $S_{ддн}$ ; в ПАР отключения Т-3 (нагрузка Т-3 6 кВ посредством АВР СВВ-6-1-2 переводится на Т-2) загрузка Т-2 составит 95,4 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3. Возможность перевода нагрузки с секций 6 кВ на иные центры питания в объеме 2,5 МВА принята пропорционально нагрузке секций за режимный день.

Согласно решениям Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова отмечена необходимость реализации мероприятия по реконструкции ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью по 25 МВА каждый и строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик–Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик–Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (Реконструкция ПС 110/35/10/6 Геленджик с установкой трансформатора Т-4 мощностью 40 МВА). Перегрузку трансформаторов в ПАР возможно исключить путем оптимизации распределения нагрузки 6 кВ по сш 6 кВ.

#### ПС 110 кВ Головинка.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 6,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{нв} + 35,6$  °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 0,255 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,029 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 6,5 + 0,029 + 0 - 0 = 6,529 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120,5 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Головинка ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Головинка расчетный объем ГАО составит 1,11 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,529 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гречаная Балка.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года (20.01.2021) и составила 2,21 МВА, что соответствует 75 % от  $S_{\text{длн}}$ , и не превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

В соответствии с данными в таблице 16 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,21 + 0 + 0 - 0 = 2,21 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 75 % от  $S_{\text{длн}}$ , что не превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составившей 2,18 МВА, что соответствует 101 % от  $S_{\text{длн}}$ , и превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

В соответствии с данными в таблице 16 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,18 + 0 + 0 - 0 = 2,18 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 101 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гречаная Балка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{длн}}$  трансформатора на ПС 110 кВ Гречаная Балка расчетный объем ГАО составит 0,03 МВА.



Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 2,18 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 2,5 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 2,5 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гулькевичи.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 40,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 187 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6^{\circ}\text{C}$  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 1,921 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,652 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 40,16 + 0,652 + 0 - 0 = 40,812 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 190 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гулькевичи ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гулькевичи расчетный объем ГАО составит 19,31 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 40,812 МВА, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций, характеризующихся вводом ГАО, рассмотрены следующие варианты реконструкции:

– замена существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА, так как ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА;

– установка третьего трансформатора мощностью 25 МВА, так как с учётом имеющихся трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА с  $S_{\text{дн}}$  при ТНВ +35,6 °С равной 21,5 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 19,312 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.3 суммарные дисконтированные затраты для варианта с реконструкцией ПС 110 кВ Гулькевичи с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА составят 450,88 млн руб., суммарные дисконтированные затраты альтернативного варианта с реконструкцией ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой дополнительного трансформатора мощностью 25 МВА – 210,98 млн руб.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Дальняя.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 17,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 206 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Дальняя отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,78 + 0 + 0 - 0 = 17,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 206 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дальняя ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дальняя расчетный объем ГАО составит 9,18 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,78 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформаторы 35/6 кВ и 110/6 кВ с мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Джемете.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 58,28 МВА. В ПАР отключения Т-1: загрузка Т-2 составит 101,9 % от  $S_{ддн(Т-2)}$ , загрузка Т-3 – 107,9 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ ; при отключении Т-2 загрузка Т-1 составит 64 %  $S_{ддн(Т-1)}$  загрузка Т-3 – 107,9 % от  $S_{ддн(Т-3)}$ , (при условии перевода питания 3 СШ 10 кВ на Т-3); при отключении Т-3 загрузка Т-1 составит 68 % от  $S_{ддн(Т-1)}$ , загрузка Т-2 – 102 % от  $S_{ддн(Т-2)}$  (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2), таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение  $S_{ддн}$  трансформаторов Т-2 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6^{\circ}\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,203 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,947 МВА). Согласно данным таблицы 17 непосредственное присоединение перспективной нагрузки осуществляется к шинам 6 и 10 кВ ПС 110 кВ Джемете, при этом объем перспективной нагрузки с учетом коэффициента набора для нагрузки с  $U_{ном} = 10$  кВ составляет 2,047 МВА, с  $U_{ном} = 6$  кВ – 0,556 МВА, с  $U_{ном} = 0,4$  кВ – 0,344 МВА.

При расчете перспективной нагрузки подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств распределение перспективной нагрузки с  $U_{ном} = 0,4$  кВ между РУ 6 и 10 кВ принимается в соотношении 1:1. При этом максимальная загрузка Т-1 в ПАР отключения Т-3 (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2) составляет 73 % от  $S_{ддн(Т-1)}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформатора. Выявлено возможное максимальное превышение  $S_{ддн}$  следующих трансформаторов: Т-2 – загрузка 105 % от  $S_{ддн(Т-2)}$  при отключении Т-1(Т-3); Т-3 – загрузка 116 % от  $S_{ддн(Т-3)}$  при отключении Т-1 (Т-2).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 58,28 + 2,947 + 0 - 0 = 61,227 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джемете ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Джемете расчетный объем ГАО составит 5,56 МВА, при аварийном отключении Т-3 расчетный объем ГАО составит 1,55 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена Т-2 и Т-3 25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Джигинская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 29,01 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6$  °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 21,01 МВА (75,6 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,691 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,521 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,01 + 0,521 + 0 - 8 = 21,531 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 78 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличения трансформаторной мощности ПС 110 кВ Джигинская с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА).

#### ПС 110 кВ Джубга.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 14,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 170 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 34,4$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,572 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,174 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,8 + 0,174 + 0 - 0 = 14,974 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 172 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джубга ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джубга расчетный объем ГАО составит 6,27 МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Джубга составила 17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 199 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,856.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 17 + 0,174 + 0 - 0 = 17,174 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 201 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джубга ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джубга расчетный объем ГАО составит 8,61 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,174 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дивная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 18,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,54 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 16,06 МВА (116,7 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,484 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,054 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,6 + 0,054 + 0 - 2,54 = 16,114 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивная расчетный объем ГАО составит 2,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,114 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дивноморская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 2,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,883 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,74 + 1,883 + 0 - 0 = 17,623 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 204 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивноморская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивноморская расчетный объем ГАО составит 9,02 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,623 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Динская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 41,33 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 132 % (145 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +1,4 °С и при нормальном режиме работы (повышенном износе изоляции) составляет 1,14 (1,25).

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,592 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,4 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,33 + 1,4 + 0 - 0 = 42,73 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 138 % (150 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Динская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Динская расчетный объем ГАО составит 11,48 (14,22) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 44,73 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, для чего с учетом имеющегося Т-1 (Т-2) мощностью 25 МВА достаточна установка

третьего трансформатора мощностью не менее 17,73 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ДСК.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 24,62 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 10 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 286 % (179 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  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 2,994 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,666 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,62 + 0,666 + 0 - 0 = 25,286 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 294 % (184 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ДСК ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ДСК расчетный объем ГАО составит 16,69 (11,53) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,286 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ейск.

По нормальной схеме электрических соединений ПС 110 кВ Ейск в работе находятся трансформаторы Т-2 мощностью 25 МВА и Т-3 мощностью 16 МВА,



трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА – в резерве. Трансформатор Т-2 питает 1 и 2 СШ 6 кВ, Т-3 питает 3 СШ 6 кВ. При отключении Т-2, нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ переводится на Т-1. При отключении Т-3, питание 3 СШ 6 кВ будет осуществляться от Т-1.

По информации, предоставленной ТСО, отсутствует возможность параллельной работы Т-3 и Т-2 (Т-1) ввиду отличия напряжений короткого замыкания трансформаторов более чем на 10 %.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 34,4 МВА. При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ составила 19 МВА (1 СШ 6 кВ – 13,96 МВА, 2 СШ 6 кВ – 5,04 МВА), нагрузка 3 СШ 6 кВ – 15,4 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 (Т-1 и Т-2) составит 137 % и 111 % (211 % и 18 %) от  $S_{длн}$ ; что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов Т-1 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-2 (Т-1 и Т-3) при ТНВ +34,4 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы нагрузки) составит 1,12 (0,87).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,7 МВА). При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ может составить до 21,7 МВА (1 СШ 6 кВ – до 16,66 МВА или 2 СШ 6 кВ – до 7,74 МВА), а нагрузка 3 СШ 6 кВ – до 18,1 МВА (перспективная нагрузка СШ 6 кВ определена при условии осуществления технологического присоединения планируемых к подключению энергопринимающих устройств в полном объеме к 1 или ко 2 СШ 6 кВ, или к 3 СШ 6 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 34,4 + 2,7 + 0 - 0 = 37,1 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 (Т-1 и Т-2) составит до 156 % и до 130 % (до 230 % и до 28 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов Т-1 и Т-3.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-3) на ПС 110 кВ Ейск расчетный объем ГАО составит до 5,08 (15,44) МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ейск составила 40,82 МВА. При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ составит 23,84 МВА (1 СШ 6 кВ – 16,81 МВА, 2 СШ 6 кВ – 7,04 МВА), нагрузка 3 СШ 6 кВ – 16,98 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 (Т-1 и Т-2) составит 174 % и 124 % (247 % и 25 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов Т-1 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-2 (Т-1 и Т-3) при

ТНВ +36 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы нагрузки) составит 1,108 (0,856).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,82 + 2,7 + 0 - 0 = 43,52 \text{ МВА.}$$

При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ может составить до 26,54 МВА (1 СШ 6 кВ – до 19,51 МВА или 2 СШ 6 кВ – до 9,74 МВА), а нагрузка 3 СШ 6 кВ – до 19,68 МВА (перспективная нагрузка СШ 6 кВ определена при условии осуществления технологического присоединения планируемых к подключению энергопринимающих устройств в полном объеме к 1 или ко 2 СШ 6 кВ, или к 3 СШ 6 кВ).

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 (Т-1 и Т-2) составит до 194 % и до 144 % (до 266 % и до 35 %) % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов Т-1 и Т-3.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-3) на ПС 110 кВ Ейск расчетный объем ГАО составит до 12,85 (22,79) МВА.

Принимая во внимание особенности схемы электрических соединений ПС 110 кВ Ейск при отключении трансформатора Т-2:

– нагрузка трансформатора Т-1 составит до 26,54 МВА или 194 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности.

– нагрузка трансформатора Т-3 составит до 19,681 МВА или 144 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-3 на трансформатор большей мощности.

При отключении трансформатора Т-3:

– нагрузка трансформатора Т-1 составит до 36,49 МВА или 266 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности.

Учитывая неравномерное распределение нагрузки между СШ 6 кВ ПС 110 кВ Ейск, для исключения необходимости замены трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью более 25 МВА предлагается рассмотреть вопрос перераспределения существующей и перспективной мощности между СШ 6 кВ ПС 110 кВ Ейск.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-3 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Ейск-2.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 20,8 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного из трансформаторов – Т-1 мощностью 25 МВА нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА составит 152 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,8 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,11 (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 1,125 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,124 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 20,8 + 0,124 + 0 - 0 = 20,924 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 152 % (75 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск-2 ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Ейск-2 расчетный объем ГАО составит 7,2 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется заменить существующий трансформатор Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,924 МВ 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 16 МВА на 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Забойская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 11,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +34,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,218 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,024 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,83 + 0,024 + 0 - 0 = 11,854 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Забойская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Забойская расчетный объем ГАО составит 2,84 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,854 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Западная-2.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 58,01 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 131 % (169 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,8 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,858 (1,1).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,856 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,848 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 58,01 + 0,848 + 0 - 0 = 58,858 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 133 % (172 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная-2 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Западная-2 расчетный объем ГАО составит 24,54 (14,458) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 58,858 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, для чего с учетом имеющегося Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 24,938 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ильская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 25,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 187 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  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 1,858 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,207 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,78 + 0,207 + 0 - 0 = 25,987 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 189 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ильская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ильская расчетный объем ГАО составит 12,22 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,987 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Каменка.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года (20.01.2021) и составила 9,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $-6,9^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,166 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,357 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,9 + 0,357 + 0 - 0 = 10,257 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каменка ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Каменка расчетный объем ГАО составит 2,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 10,257 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, на ПС 110 кВ Каменка рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2  $2 \times 6,3$  МВА на  $2 \times 16$  МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кислородный завод.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 16,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ  $+35,6^{\circ}\text{C}$  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 2,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,944 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,54 + 1,944 + 0 - 0 = 18,484 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кислородный завод ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кислородный завод расчетный объем ГАО составит 4,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,484 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Кореновская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 44,44 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 207 % (160 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции составляет (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,11 (0,86).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,1 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) составит 37,34 МВА (173,7 % (134,4 %) от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,666 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,009 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 44,44 + 1,009 + 0 - 7,1 = 38,349 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит для 178 % (138 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кореновская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Кореновская расчетный объем ГАО составит 16,8 (10,6) МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кореновская составила 45,2 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 211 % (163 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +36 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы) составляет 1,108 (0,856).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,2 + 1,009 + 0 - 7,1 = 39,109 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-2 (Т-1) составит 183 % (141 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кореновская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Кореновская расчетный объем ГАО составит 17,71 (11,41) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,109 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 2×25 МВА 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Красноармейская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 28,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 205 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.



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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,5 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 25,63 МВА (186,7 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,298 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,256 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 28,13 + 0,256 + 0 - 2,5 = 25,886 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 189 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красноармейская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красноармейская расчетный объем ГАО составит 12,6 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,886 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Крымская ПТФ.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 9,06 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА (Т-2 мощностью 10 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 105 % (167 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6$  °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 1,453 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,161 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,06 + 0,161 + 0 - 0 = 9,221 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составит 170 % (107 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Крымская ПТФ ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Крымская ПТФ расчетный объем ГАО составит 3,8 (0,62) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 9,221 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 6,3 МВА и Т-2 10 МВА на 2×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Кушевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 32,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 1,367 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,152 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,31 + 0,152 + 0 - 0 = 32,462 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кушевская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кушевская расчетный объем ГАО составит 5,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,462 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 2×31,5 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Лабинск-1.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 30,13 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 110,1 % (96,4 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +7,9 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы) составляет 1,25 (1,095).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,139 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 30,13 + 0,139 + 0 - 0 = 30,269 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2(Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 96,7 % (110,6 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформатора Т-2.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2019 года и составившей 27,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 120 % (96,3 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +27,5 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы) составляет 1,163; (0,933).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,99 + 0,139 + 0 - 0 = 28,129 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-2 (Т-1) составит 120,7 % (96,8 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора Т-2.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лабинск-1 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Лабинск-1 расчетный объем ГАО составит 4,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 30,269 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 25 МВА на 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Лабинск-2.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 180 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,48 + 0 + 0 - 0 = 15,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 180 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лабинск-2 ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лабинск-2 расчетный объем ГАО составит 6,88 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 15,48 МВА. 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ладожская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 23,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 170 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 20,12 МВА (146,2 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,089 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,42 + 0,089 + 0 - 3,3 = 20,209 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ладожская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ладожская расчетный объем ГАО составит 6,45 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,209 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ленинградская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 30,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов

загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 219 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  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 1,112 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,123 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,1 + 0,123 + 0 - 0 = 30,223 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 220 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ленинградская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ленинградская расчетный объем ГАО составит 16,46 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,223 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лоо.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 16,5 МВА.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,625 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,181 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,5 + 0,181 + 0 - 0 = 16,681 \text{ МВА.}$$

Рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,681 МВА с учетом набора нагрузки в

рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мартанская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 11,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 99 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,376 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,153 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,31 + 0,153 + 0 - 0 = 11,463 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,5 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мартанская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мартанская расчетный объем ГАО составит 0,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,463 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Моревская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов

загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 180 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,704 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,078 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,46 + 0,078 + 0 - 0 = 15,538 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 181 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Моревская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Моревская расчетный объем ГАО составит 6,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,538 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Мясокомбинат.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 11,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,64 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 9,9 МВА (115,1 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.



Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,54 + 0 + 0 - 1,64 = 9,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мясокомбинат ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мясокомбинат расчетный объем ГАО составит 1,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,9 МВА. 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 2×10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×10 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новомихайловская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$  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 0,879 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,098 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15 + 0,098 + 0 - 0 = 15,098 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомихайловская ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомихайловская расчетный объем ГАО составит 6,5 МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Новомихайловская составила 15,95 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 186 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,856.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,95 + 0,098 + 0 - 0 = 16,048 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 188 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомихайловская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомихайловская расчетный объем ГАО составит 7,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 16,048 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новомышастовская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 11,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +34,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 9,59 МВА (110,2 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,578 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,176 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,59 + 0,176 + 0 - 2 = 9,766 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомышастовская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомышастовская расчетный объем ГАО составит 1,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 9,766 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 2×10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×10 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новониколаевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 3,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142,9 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,935.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,051 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,006 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,34 + 0,006 + 0 - 0 = 3,346 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,1 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новониколаевская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новониколаевская расчетный объем ГАО составит 1,01 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,346 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новопокровская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 15,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,69 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 6,79 МВА (49,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,687 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,507 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, может составить 7,297 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,48 + 0,507 + 0 - 8,69 = 7,297 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 54 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (реконструкция ПС 110 кВ Новопокровская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый).

#### ПС 110 кВ Отрадная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,02 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 115 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +1,6 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,36 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 13,66 МВА (75 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,682 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,188 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,02 + 0,188 + 0 - 7,36 = 13,848 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 76 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составившей 20,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 13,11 МВА (95,3 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом данных летнего контрольного замера согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,47 + 0,188 + 0 - 7,36 = 13,298 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что также не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Отрадная, предложенного ПАО «Россети Кубань» (реконструкция 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 25 МВА каждый).

#### ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 203 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +1,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,139.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 10,41 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 26,6 МВА (145,9 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,724 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,527 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37 + 0,527 + 0 - 10,41 = 27,117 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 8,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,117 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, – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Павловская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 17,33 МВА, что соответствует 126 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,43 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора составит 11,9 МВА (86,5 % от  $S_{\text{ддн}}$ ), что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,102 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,011 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,33 + 0,011 + 0 - 5,43 = 11,911 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 87 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (реконструкция ПС 110 кВ Павловская с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на й трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА).

#### ПС 110 кВ Парфюмерная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 22,559 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 163 % (127 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,111 (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 0,005 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,559 + 0,001 + 0 - 0 = 22,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-2) составит 163 % (127 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Парфюмерная ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Парфюмерная расчетный объем ГАО составит 8,80 (4,78) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Пашковская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 48,551 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА (Т-1 мощностью 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 175 % (109 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6$  °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 46,551 МВА (167,7 % (104,8 %) от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,101 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,567 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 48,551 + 0,567 + 0 - 2 = 47,118 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе Т-1 (Т-2) составит 170 % (106 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пашковская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного



отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Пашковская расчетный объем ГАО составит 19,34 (2,68) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 47,118 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, для чего, с учетом существующего трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА, достаточно установить третий трансформатор мощностью не менее 22,118 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 18,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,8$  °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 0,022 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 18,62 + 0,002 + 0 - 0 = 18,622 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская расчетный объем ГАО составит 4,89 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,622 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ

мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Промзона.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 16,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 195 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,9 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 10,9 МВА (126,7 % от  $S_{\text{дн}}$ ), что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,245 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,138 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,8 + 0,138 + 0 - 5,9 = 11,038 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Промзона ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промзона расчетный объем ГАО составит 2,44 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,038 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года

(20.07.2021) и составила 12,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 98,69 МВА (101 % от  $S_{\text{длн}}$ ), что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,69 + 0 + 0 - 4 = 8,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ расчетный объем ГАО составит 0,09 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы с большей номинальной мощностью, но не менее 8,69 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующих трансформаторов Т-1 и Т-2. Однако ввиду того, что для Т-1 и Т-2 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$   $S_{\text{длн}}$  составляет 8,6 МВА, что менее  $S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}$ , необходимо заменить Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА на новые силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×10 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Раевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 29,86 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 10 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-2 (Т-1) составит 270 % (169 %) от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 6,1$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,107.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,851 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,317 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 29,86 + 3,317 + 0 - 0 = 33,177 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 300 % (187 %) от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раевская ниже уровня  $S_{длн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Раевская расчетный объем ГАО составит 22,10 (15,46) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,177 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 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×40 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Речная по 10 и 35 кВ за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 33,19 МВА.

В ПАР отключения Т-2 (Т-3) 110/35/10 кВ загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) составит 154 % от  $S_{длн}$ , что превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6$  °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 0,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,19 + 0,002 + 0 - 0 = 33,192 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении Т-2 (Т-3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) составит 154 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 или Т-3 на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 11,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования 110/35/10 кВ не менее 33,192 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-2 (Т-3) мощностью 25 МВА и  $S_{\text{дн}}$  при ТНВ +35,6 °С равной 21,5 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 11,692 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ РИП.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 48,93 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА (Т-1 мощностью 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 176 % (110 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,062 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,717 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 48,93 + 8,717 + 0 - 0 = 57,647 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 208 % (130 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ РИП ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ РИП расчетный объем ГАО составит 29,87 (11,89) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 57,647 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 29,897 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Родниковская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 21,39 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 10 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 249 % (156 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,109 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,457 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,39 + 0,457 + 0 - 0 = 21,847 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 254,7 % (159,18 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Родниковская расчетный объем ГАО составит 13,27 (8,12) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,847 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Свинокомплекс.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 20,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,753 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,086 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,27 + 0,086 + 0 - 0 = 20,354 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Свинокомплекс ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Свинокомплекс расчетный объем ГАО составит 6,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,354 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северо-Западная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 12,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,056 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,35 + 0,056 + 0 - 0 = 12,406 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северо-Западная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северо-Западная расчетный объем ГАО составит 3,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,406 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Северская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 23,6 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 172 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 2,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,284 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,6 + 0,284 + 0 - 0 = 23,884 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.



Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северская расчетный объем ГАО составит 10,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,884 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на ×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Славянская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 22,21 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА (Т-2 мощностью 16 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 131 % (103 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 0,204 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,023 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 22,21 + 0,023 + 0 - 0 = 22,233 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (22,21 - 4,14) + 0,023 + 0 - 0 = 18,093 \text{ МВА},$$

где 4,14 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1.

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 131,5 % (103,4 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Славянская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Славянская расчетный объем ГАО составит 4,33 (0,73) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 18,093 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. Также необходима замена трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на новый трансформатор мощностью 25 МВА, для которого с учетом коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции,  $S_{\text{ддн}}$  составит 27,775 МВА, что превышает  $S_{\text{персп}}^{\text{тр1}}$ .

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года (20.01.2021) и составила 12,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 165 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,59 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,27 + 0,59 + 0 - 0 = 12,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 172 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечная ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солнечная расчетный объем ГАО составит 5,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,86 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-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

### ПС 110 кВ Старокорсунская.

В настоящее время на ПС 110 кВ Старокорсунская установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА, при этом трансформатор Т-2 работает в режиме 35/10 кВ (обмотка 110 кВ не используется – отсутствуют присоединения 110 кВ).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года (20.01.2021) и составила 24,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА (Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА) составит 129 % (127%) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,636 МВт. Полная мощность планируемых к подключению энергопринимающих устройств с учетом коэффициента набора – 3,787 МВА, из них 0,904 МВА приходится на подключение к питающим центрам 35 кВ.

С учетом того, что Т-1 осуществляет электроснабжение РУ 35 кВ и РУ 10 кВ, а Т-2 осуществляет электроснабжение только РУ 10 кВ, нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 24,39 + 3,787 + 0 - 0 = 28,177 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (24,39 - 9,34) + (3,787 - 0,904) + 0 - 0 = 17,933 \text{ МВА},$$

где 9,34 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 за дополнительный зимний контрольный замер 20.01.2021;

(3,787 – 0,904) – полная мощность с учетом коэффициента набора планируемых к подключению энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Старокорсунская по сети 10 кВ.

Таким образом, в ПАР отключения Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 152 % (149 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старокорсунская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Старокорсунская расчетный объем ГАО составит 6,13 (9,3) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить мощность Т-1 не менее 28,177 МВА, а мощность Т-2 не менее 17,933 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшими большими, стандартными по номинальной мощности, трансформаторами к указанным значениям являются трансформаторы мощностью 40 МВА и 25 МВА соответственно.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА и 35/10 кВ мощностью 25 МВА соответственно.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 г.

ПС 110 кВ Старотитаровская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 8,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  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 1,363 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,151 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,46 + 0,151 + 0 - 0 = 8,611 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 159 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старотитаровская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старотитаровская расчетный объем ГАО составит 3,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,611 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 каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Старощербиновская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 14,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов

загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 163 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,826 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,092 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,05 + 0,092 + 0 - 0 = 14,142 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 164 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старощербиновская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старощербиновская расчетный объем ГАО составит 5,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,142 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-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Сукко.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 12,27 МВА, что соответствует 143 % от  $S_{\text{ддн}}$ , и превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при  $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$  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 5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,557 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,27 + 0,557 + 0 - 0 = 12,827 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 149 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сукко ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора на ПС 110 кВ Сукко расчетный объем ГАО составит 4,23 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 12,827 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Темрюк.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 25,56 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 144 % (186 %), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,8 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,858 (1,11).

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 21,56 МВА (157,1 % (121,4 %) от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,878 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,32 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,56 + 0,32 + 0 - 4 = 21,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 159 % (123 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Темрюк ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Темрюк расчетный объем ГАО составит 4,11 (8,15) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,88 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тепличная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 9,67 МВА, что соответствует 111 % от  $S_{\text{дн}}$ , и превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при  $T_{\text{НВ}} + 34,4 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, загрузка трансформатора составит 111 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тепличная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае превышения  $S_{\text{дн}}$  трансформатора на ПС 110 кВ Тепличная расчетный объем ГАО составит 0,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА с повышенными характеристиками ДДТН и АДТН.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тимашевская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 24,04 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА (Т-2 мощностью 16 МВА) нагрузка оставшегося в работе

трансформатора Т-2 (Т-1) составит 175,1 % (186,8 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,568 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,064 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,04 + 0,064 + 0 - 0 = 24,104 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 175,6 % (187,3 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тимашевская ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Тимашевская расчетный объем ГАО составит 10,38 (11,23) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,104 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 15 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Тонкий мыс.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 24,54 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,645 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,993 МВА).



Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,54 + 1,993 + 0 - 0 = 26,533 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 96 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Тонкий мыс составила 26,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 96 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +36 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,108.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,48 + 1,993 + 0 - 0 = 28,473 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тонкий мыс ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тонкий мыс расчетный объем ГАО составит 0,77 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,473 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 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Туапсе.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2020 года (07.07.2020) и составила 26,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 190 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

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 0,923 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,026 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,1 + 1,026 + 0 - 0 = 27,126 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 198 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туапсе ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туапсе расчетный объем ГАО составит 13,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,126 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.

Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Ханьковская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 23,77 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА (Т-2 мощностью 16 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит для 171 % (182 %) от  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +34,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 18,27 МВА (140 % (131,3 %) от  $S_{\text{ддн}}$ ), что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,77 + 0 + 0 - 5,5 = 18,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 131 % (140 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ханьковская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ханьковская расчетный объем ГАО составит 4,35 (5,22) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,27 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 15 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Холмская.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 27,9 МВА. В ПАР отключения одного трансформаторов Т-1 мощностью 20 МВА (Т-2 мощностью 15 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-2 (Т-1) составит 175 % (131 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 12,3$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,06.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) составит 23,6 МВА (148,2 % (111,2 %) от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА).

В соответствии с ТУ на ТП ПАО «Россети Кубань» к электрическим сетям ОАО «РЖД» (договор на ТП от 24.02.2021 № 22354-10-20/С-КАВ/407/30-230, ТП объектов электросетевого хозяйства заявителя без увеличения существующей максимальной мощности, в объеме 24 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформаторы напряжением 110/53/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 27,9 + 0,1 + 0 - 4,3 = 23,7 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 149 % (112 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холмская ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Холмская расчетный объем ГАО составит 7,78 (2,47) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,7 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 20 МВА и Т-2 мощностью 15 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2018 года (01.08.2018) и составила 26,01 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 10 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 299 % (145 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +34,4 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,12 (0,87).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,5 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 22,51 МВА (125,6 % (258,7 %) от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,719 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,08 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 26,01 + 0,08 + 0 - 3,5 = 22,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 260 % (126 %) от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного

отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 13,89 (4,67) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,59 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Широкая балка.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,26 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА (Т-2 мощностью 6,3 МВА) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 151 % (59 %) от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора Т-2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,426 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,159 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,26 + 0,159 + 0 - 0 = 11,419 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного из трансформаторов – Т-1 мощностью 16 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА составит 154 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Широкая балка ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Широкая балка расчетный объем ГАО составит 3,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-1 рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора Т-2 не менее 11,418 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 6,3 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 20,62 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА (Т-2 мощностью 16 МВА) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 150 % (239 %) от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6$  °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,62 + 0 + 0 - 0 = 20,62 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 12,02 (6,86) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,62 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети – КрЭС).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 53,96 МВА. В ПАР при отключении наиболее нагруженного трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА нагрузка оставшихся в работе трансформаторов мощностью 2×25 МВА составит 127 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6$  °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 1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,444 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Кубань» в соответствии с ТУ на ТП ООО «КЭМЗ» (от 12.04.2018 № ИА-03/0019-18 заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Южная с увеличением трансформаторной мощности и реконструкцией ЗРУ-6 кВ.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53,96 + 0,444 + 0 - 0 = 54,404 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении наиболее нагруженного трансформатора Т-2 мощностью 40 МВА загрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 мощностью 2×25 МВА составит 127,8 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (КрЭС) расчетный объем ГАО составит 6,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР при отключении наиболее нагруженного трансформатора Т-2 рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 не менее 54,404 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. С этой целью достаточно заменить один из существующих трансформаторов Т-1 или Т-3 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

По существующей схеме на ПС 110 кВ Южная (КрЭС) Т-3 110/35/10 кВ выдает мощность на РУ 6 кВ опосредованно через трансформатор Т-4 35/6 кВ мощностью 15 МВА.

Для обеспечения необходимой мощности трансформаторов в ПАР при отключении наиболее нагруженного трансформатора Т-2 и для исключения неэффективной схемы ПС с двойной трансформацией мощности, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА и демонтировать трансформатор Т-4 мощностью 15 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети – СЭС).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 53,7 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 35,6 \text{ }^\circ\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 50,7 МВА (114,1 % от  $S_{ддн}$ ), что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,852 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,684 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 53,7 + 3,684 + 0 - 3 = 54,384 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (СЭС) ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (СЭС) расчетный объем ГАО составит 9,94 МВА.

Согласно данным дополнительного летнего контрольного замера 2023 года (07.08.2023) фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Южная (СЭС) составила 65,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{НВ} + 36 \text{ }^\circ\text{C}$  и при повышенном износе изоляции составляет 1,108.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 65,82 + 3,684 + 0 - 3 = 66,504 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (СЭС) ниже уровня  $S_{ддн}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (СЭС) расчетный объем ГАО составит 22,18 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 66,504 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью



40 МВА каждый, достаточно выполнить установку дополнительного третьего трансформатора мощностью не менее 26,504 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети – ЮЗЭС).

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года (20.07.2021) и составила 41,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 196 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при  $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ } ^\circ\text{C}$  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 5,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,431 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,82 + 2,431 + 0 - 0 = 44,251 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 206 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) расчетный объем ГАО составит 22,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 44,251 МВА, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, для чего достаточно заменить существующие трансформаторы 2×25 МВА на 2×40 МВА и установить третий трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА и установку третьего трансформатора мощностью 6,3 МВА.

Схемные решения и мощность трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Кубань»

Таблица 18 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 35 кВ Толстый мыс	35/6	Т-1	ТДНС-10000/35/6	38,5/6,6	10	2007	63,25	4,73	4,62	6,41	6,04	6,80	9,60	8,33	10,24	9,75	5,20	
		35/6	Т-2	ТДНС-10000/35/6	38,5/6,6	10	2005	100	3,54	3,44	4,41	4,36	5,10	8,81	7,16	7,62	8,54	6,72	

Таблица 19 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Толстый мыс	Т-1	ТДНС-10000/35/6	2007	63,25	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-10000/35/6	2005	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 20 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договоры ТП	Дата заключения договоры ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 35 кВ Толстый мыс	2021	18,29	ПС 35 кВ Толстый мыс	–	–	–	–	–	–	–	–	18,29	18,29	18,29	18,29	18,29	18,29

### ПС 35 кВ Толстый Мыс.

В связи с активным развитием курортной отрасли в районе города-курорта Геленджика возникает необходимость обеспечения надежности существующих и возможности технологического присоединения новых потребителей, электроснабжение которых осуществляется от ПС 35 кВ Толстый Мыс, которая является питающим центром для 86 трансформаторных подстанций и 32 социально-значимых объектов.

ПС 35 кВ Толстый Мыс присоединена по ВЛ 35 кВ Геленджик – Толстый Мыс без возможности перевода нагрузок с ПС 35 кВ Толстый Мыс на другие центры питания и рисками отключения населения в аварийных ситуациях.

Согласно данным в таблицах 18, 19, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер 2021 года и составила 18,29 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С для Т-1 и Т-2 – 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 18,29 + 0 + 0 - 0 = 18,29 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от  $S_{\text{длн}}$ , что превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Толстый Мыс ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Толстый Мыс расчетный объем ГАО составит 7,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рассмотрены следующие варианты усиления сети 35–110 кВ:

#### Вариант № 1:

Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 2×25 МВА со строительством двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 5,5 км (в том числе методом ГНБ 5,5 км) от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка.

Данный вариант реконструкции включает установку 2 выключателей 110 кВ и 64 выключателей 6 кВ.

#### Вариант № 2:

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,29 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рассматривается реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА

на 2×25 МВА и строительством второй цепи КЛ 35 кВ Геленджик – Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 8 км (в том числе методом ГНБ 8 км) и строительством линейной ячейки 35 кВ на ПС 110 кВ Геленджик.

Данный вариант реконструкции включает установку 3 выключателей 35 кВ и 34 выключателей 6 кВ.

В таблице 21 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 21 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в ценах 2024 г., тыс. руб. с НДС
1	<i>Вариант № 1</i>		2590043,50
1.1	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Выключатель 110 кВ – 2 шт.; выключатель 6 кВ – 64 шт., трансформатор 2×25 МВА	1395073,74
1.2	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	КЛ 110 кВ – 2×5,5 км (в т. ч. ГНБ – 5,5 км)	1194969,75
2	<i>Вариант № 2</i>		2894792,68
2.1	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с заменой Т-1 и Т-2 10 МВА на 2×25 МВА	Выключатель 35 кВ – 3 шт.; выключатель 6 кВ – 34 шт., трансформатор 2×25 МВА	805514,46
2.2	Строительство КЛ 35 кВ Геленджик – Толстый мыс с линейной ячейкой 35 кВ на ПС 110 кВ Геленджик	КЛ 35 кВ – 8 км (в том числе ГНБ – 8 км)	2089278,22

Согласно решениям Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова отмечена необходимость реализации мероприятия по реконструкции ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью по 25 МВА каждый и строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик–Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик–Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая.

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей в г. Геленджик рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ВЛ 110 кВ Староминская– Ейск.

ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Староминская – Коммунар осуществляет электроснабжение изолированного района сети 110 кВ от ПС 220 кВ Староминская, находящегося в управлении Ленинградских электрических сетей ПАО «Россети Кубань».

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками на этапе 2024 года выявлена для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 17,46 МВт и составила 502 (536) А (146 % (156) % от ДДТН и 122 % (130 %) от АДТН).

СРМ для снижения токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками является перевод питания ПС 110 кВ Ясенская по сети 110 кВ со стороны ПС 110 кВ Албаши, при этом величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками на этапе 2024 года для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 17,46 МВт составит 502 (499) А (146 % (145) % от ДДТН и 122 % (121 %) от АДТН).

Необходимо отметить, Ейская ТЭС является субъектом розничного рынка электрической энергии и мощности, в связи с чем рассмотрен дополнительный сценарий с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт.

При отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками и с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт режим расходится по причине недопустимого снижения напряжения на ПС 110 кВ Ейск и ПС 110 кВ Ейск-2. Установка СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар позволяет электрическому режиму установиться, однако режим не входит в область допустимых значений.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками на этапе 2024 года выявлена для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт, установки СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар и составила 602 (698) А (182 % (211) % от ДДТН и 152 % (176 %) от АДТН).

СРМ для снижения токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками (в режимах с учетом установки СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар) является перевод питания ПС 110 кВ Ясенская и ПС 110 кВ Моревская по сети 110 кВ со стороны ПС 110 кВ Албаши, при этом величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками на этапе 2024 года для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт, установки СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар, составит 530 (534) А (160 % (162) % от ДДТН и 134 % (136 %) от АДТН).

Для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций, характеризующихся выходом параметров режима из ОДЗ в рассматриваемом районе и для повышения надежности электроснабжения социально значимых объектов в количестве 41 шт., 175200 жителей Щербиновского и Ейского районов Краснодарского края, а именно г. Ейск, ст. Должанская, п. Моревка, п. Мирный, п. Советский, п. Кухаривка, п. Краснофлотский, п. Комсомолец, п. Александровка,

ст. Старощербиновская, п. Щербиновский совхоз, Шабельск, Ей-Укрепление, Екатериновская, Глафировка предлагается выполнение следующего мероприятия:

– реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 69,9 км с заменой опор и провода с ДДТН при ТНВ +35 °С не ниже 529 А;

– установка СКРМ в объеме 12 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск;

– установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск-2.

В качестве альтернативного варианта рассматривается комплекс мероприятий по сооружению ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь:

1) сооружение КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с маркой провода АС-120 и совместным подвесом на новых двухцепных опорах на ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 63,9 км;

2) сооружение кабельного участка КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с заходом на ПС 110 кВ Ейск ориентировочной протяженностью 6 км;

3) реконструкция ПС 110 кВ Ейск с изменением схемы РУ-110 кВ для подключения вновь сооружаемой ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь;

4) установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск;

5) расширение РУ 110 кВ на ПС 220 кВ Староминская на 1 линейную ячейку для подключения вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь.

В качестве дополнительного альтернативного варианта рассматривается комплекс мероприятий по сооружению РП 110 кВ Широчанка с заходами 110 кВ от ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками и организацией транзита 110 кВ Староминская – Коммунар – Албаши – Широчанка:

1) сооружение РП 110 кВ Широчанка с установкой СВ-110 кВ;

2) сооружение заходов 110 кВ от ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Староминская – Широчанка I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Староминская – Широчанка II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Широчанка – Ейск I цепь, ВЛ 110 кВ Широчанка – Ейск II цепь и с образованием ВЛ 110 кВ Албаши-Широчанка I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Албаши-Широчанка II цепь с отпайками;

3) реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Широчанка I, II цепь с отпайками на участках от ПС 220 кВ Староминская до отпайки на ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой провода АС-120 на провод АС-150;

4) установка СКРМ в объеме 25 Мвар на РП 110 кВ Широчанка;

5) установка СКРМ в объеме 12 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск;

6) реконструкция ПС 110 кВ Албаши с изменением схемы с № 5Н (без выключателей со стороны линий и на отделителях и короткозамыкателях в цепи трансформаторов) на схему № 9 (с установкой выключателей 110 кВ).

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1 суммарные дисконтированные затраты для варианта с реконструкцией ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 69,9 км с заменой опор и провода с ДДТН при ТНВ +35 °С не ниже 529 А составят 2027,89 млн руб., суммарные дисконтированные затраты альтернативного варианта с сооружением ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с совместным подвесом на новых двухцепных опорах на ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I цепь с отпайками – 1604,04 млн руб., суммарные дисконтированные затраты альтернативного варианта с сооружением РП 110 кВ Широчанка с сооружением заходов 110 кВ от

ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь и организацией транзита 110 кВ Староминская – Коммунар – Албаши – Широчанка – 1715,44 млн руб.

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется сооружение ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с совместным подвесом на новых двухцепных опорах на ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I цепь с отпайками.

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

Необходимый срок реализации мероприятия– 2023 год

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

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

### 2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 22 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 22 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 22 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Кубань»	Строительство 2 цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская (ориентировочная протяженность 20,5 км.)
2	ПАО «Россети Кубань»	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с установкой секционной переемычки 110 кВ
3	АО «НЭСК-электросети»	Строительство ПС 110/10/6 кВ Борисовка с трансформаторами 2×10 МВА
4	АО «НЭСК-электросети»	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110/10/6 кВ Борисовка до ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП, ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная
5	АО «НЭСК-электросети»	Строительство ПС 110/10/6 кВ Парус с трансформаторами 2×10 МВА
6	АО «НЭСК-электросети»	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Парус до ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская
7	АО «НЭСК-электросети»	Строительство ПС 110/10/6 кВ Азовская с трансформаторами 2×40 МВА
8	АО «НЭСК-электросети»	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Староминская до ПС 110 кВ Азовская
9	АО «НЭСК-электросети»	Строительство ПС 110/10 кВ Хоззона с трансформаторами 2×10 МВА
10	АО «НЭСК-электросети»	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Горячий ключ тяговая до ПС 110 кВ Хоззона



## **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**

Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Краснодарского края для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в 2.4

### **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.

## **2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности**

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга, включающей в себя энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, Республики Крым и г. Севастополя, Запорожской области, Херсонской области, выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающем в себя 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.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозируемое потребление мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5009	5173	5449	5499	5599	5647
Переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	850	850	850	850	850	850
Переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
Переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Потребность в мощности	5859	6023	6299	6349	6449	6497
Располагаемая мощность электростанций, находящихся за КС «ОЭС – Кубань»	2482	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности	-3377	-3541	-3816	-3867	-3967	-4015
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	43	-121	-396	-447	-547	-595
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-513	-677	-952	-1003	-1103	-1151
<b>С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань</b>						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	213	49	-226	-277	-377	-425
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-219	-383	-658	-709	-809	-857

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей в период 2024–2029 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах 121–595 МВт и 513–1151 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 857 МВт в 2029 году.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2024–2029 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1800	1828	1847	1853	1858	1864
Переток мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Потребность в мощности	2290	2318	2337	2343	2348	2354
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Требуемый переток мощности	-722	-750	-769	-775	-780	-786
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	128	100	81	75	70	64
Дефицит (-)/профицит (+) в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-183	-211	-230	-236	-241	-247

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей и использования мощности Мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт) с 2024 года возникает превышение перетока мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Дефицит мощности на уровне 2029 года составит 247 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга с учетом:

- планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период;
- существующей динамики развития рассматриваемого региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;
- выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС–Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;
- исключения строительства протяженных линий электропередачи 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань» в условиях высокой стоимости реализации и трудностей отвода земли;
- необходимости повышения уровня балансовой надежности, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 857 МВт (при ТНВ +35 °С) в Юго-

Западной части ОЭС Юга, в том числе 220 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя. С учетом реализации рисков вывода из эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания и планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе объем необходимой Гарантированной генерации в Юго-Западной части ОЭС Юга увеличится до 1286 МВт.

В случае размещения нового генерирующего объекта в приемной части энергосистемы за КС «Юго-Запад», включающем в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, вновь сооружаемую ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк и ВЛ 110-220 кВ, необходимо дополнительно обеспечить реализацию следующих мероприятий по развитию электрической сети:

- строительство высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Тихорецк – Ново-Лабинская;

- реконструкция высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Ново-Лабинская – Усть-Лабинск с увеличением пропускной способности.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы**

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

В таблице 25 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Краснодарского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 25 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Краснодарского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Жилые комплексы	ООО «КЭСК»	50,0	50,0	220	2023	ПС 220 кВ Восточная промзона
Более 50 МВт							
2	Сухогрузный район морского порта Тамань	ФКУ «Ространсмордернизация»	0,0	92,3	220	2025	ПС 220 кВ Порт
3	ПАО «Тоаз»	ПАО «Тоаз»	0,0	50,0	110	2024	ПС 220 кВ Вышестеблиевская
Более 10 МВт							
4	Жилые комплексы	ООО «Энергосфера»	0,0	40,0	35	2024	Краснодарская ТЭЦ
5	ПС 110 кВ Тихорецкая/т, установка дополнительного трансформатора	ОАО «РЖД»	10,0	27,0	110	2023	ПС 500 кВ Тихорецк
6	Увеличение мощности ПС 110 кВ Тимашевская/т	ДКРС-Юг ОАО «РЖД»	14,0	12,2	110	2024	ПС 110 кВ АПК
7	Гостиничный комплекс	ООО «Обер Хутор»	0,0	25,9	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Спортивная
			0,0	4,0	10	2024	ПС 110 кВ Спортивная
8	Увеличение мощности ПС 220 кВ Чекон	ОАО «РЖД»	8,0	17,8	220	2024	ПС 220 кВ Бужора ПС 220 кВ НПС-8
9	Универсальный перегрузочный комплекс	АО «НСРЗ»	0,0	21,1	10	2024 2025	ПС 110 кВ Судоремонтный завод
10	ПС 110 кВ Протока/т	ДКРС-Юг ОАО «РЖД»	0,0	15,0	110	2023	ПС 220 кВ Славянская
11	Увеличение мощности ПС 220 кВ Виноградная	ОАО «РЖД»	5,0	6,5	220	2024	ПС 220 кВ Бужора ПС 220 кВ Вышестеблиевская

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31513	32785	34316	36013	36697	37406	37847
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1272	1531	1697	684	709	441
Годовой темп прироста, %	–	4,04	4,67	4,95	1,90	1,93	1,18
<i>Краснодарский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	29841	31103	32536	34118	34769	35472	35908
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1262	1433	1582	651	703	436
Годовой темп прироста, %	–	4,23	4,61	4,86	1,91	2,02	1,23
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,7	94,9	94,8	94,7	94,7	94,8	94,9

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 37847 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,87 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2026 году и составит 1697 млн кВт·ч или 4,95 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 441 млн кВт·ч или 1,18 %.

Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется на уровне 35908 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,90 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется в 2026 году и составит 1582 млн кВт·ч или 4,86 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 436 млн кВт·ч или 1,23 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Краснодарского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 25.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста

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

- значительным ростом объемов переработки нефти на ООО «Афипский НПЗ» и ООО «РН-Туапсинский НПЗ»;
- развитие транспортной инфраструктуры, в том числе морских портов и железнодорожного транспорта;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе АО «КТК-Р»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах и сфере услуг.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 27.



Таблица 27 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	5030	5083	5250	5545	5595	5709	5757
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	53	167	295	50	114	48
Годовой темп прироста, %	–	1,05	3,29	5,62	0,90	2,04	0,84
Число часов использования максимума потребления мощности (в зимний период), ч/год	6265	6450	6536	6495	6559	6552	6574
СПРАВОЧНО							
Максимум потребления мощности (в летний период), МВт	6057	6077	6276	6610	6671	6793	6851
Годовой темп прироста, %	–	0,33	3,27	5,32	0,92	1,83	0,85
<i>Краснодарский край</i>							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума (в зимний период) энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период), МВт	4748	4793	4953	5242	5288	5402	5449
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	45	160	289	46	114	47
Годовой темп прироста, %	–	0,95	3,34	5,83	0,88	2,16	0,87
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период), %	–	94,3	94,3	94,5	94,4	94,6	94,6
Число часов использования потребления мощности (в зимний период), ч/год	6285	6489	6569	6509	6575	6566	6590
СПРАВОЧНО							
Максимум потребления мощности Краснодарского края (в летний период), МВт	5769	5787	5979	6307	6364	6486	6543
Годовой темп прироста, %	–	0,31	3,32	5,49	0,90	1,92	0,88

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период) к 2029 году прогнозируется на уровне 5757 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,18 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 295 МВт или 5,62 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2029 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 (в зимний период) к 2029 году прогнозируется на уровне 6574 ч/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности (в зимний период) Краснодарского края к 2029 году прогнозируется на уровне 5449 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 289 МВт или 5,83 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2024 году и составит 45 МВт или 0,95 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Краснодарского края в прогнозный период будет уплотняться. Число часов использования потребления мощности прогнозируется к 2029 году на уровне 6590 ч/год.

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

Динамика изменения потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Краснодарского края (в зимний период) и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2023 году ожидаются в объеме 713 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	713	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	713	–	–	–	–	–	–	–

В 2023 году предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Ударной ТЭС (2×ПГУ-225).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт на Краснодарской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2029 году составит 3180,1 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, представлена в таблице 29. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, представлена на рисунке 6.

Таблица 29 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	3170,1	3180,1	3180,1	3180,1	3180,1	3180,1	3180,1

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ГЭС	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
ТЭС	3093,4	3103,4	3103,4	3103,4	3103,4	3103,4	3103,4
ВИЭ – всего	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
СЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

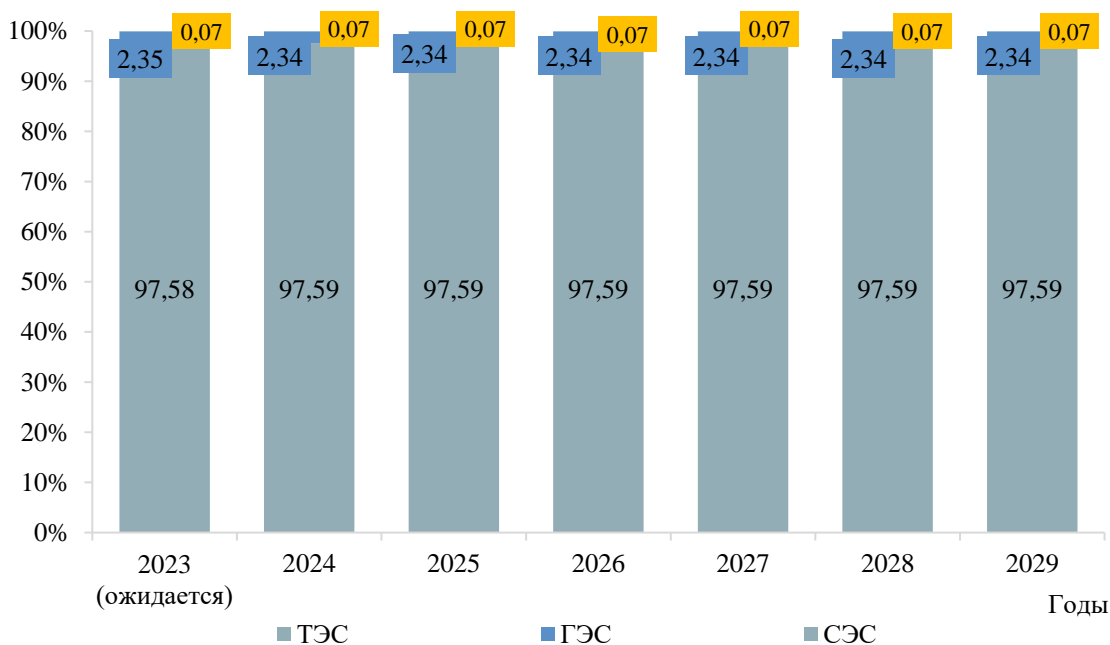


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029г.	Основное назначение
1	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»
2	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»
3	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	–	–	10,66	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»
4	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	–	55	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»
7	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	10	–	–	–	–	–	–	10	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная	ПАО «Россети Кубань»	х	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029г.	Основное назначение
11	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	–	39	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/200 кВ мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения АО «Черномортранснефть»
14	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 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 по стороне 330 кВ в полупетлю 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	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»
15	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,48	–	–	–	–	–	–	0,48	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	–	50,64	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 31 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 Краснодарского края.



Таблица 31 – 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 Краснодарского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Лучистая с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	АО «НЭСК-Электросети»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК-электросети» к сетям ПАО «Россети Кубань»	н/д <sup>1)</sup>	–	15
2	Строительство двух линий от ПС 110 кВ Лучистая с присоединением отпайкой к существующим ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I цепь с отпайкой на ПС Широка балка и ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная с образованием ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП с отпайками и ЛЭП Кирилловская – Солнечная соответственно	АО «НЭСК-Электросети»	110	км	1×0,1 1×14	–	–	–	–	–	–	14,1				
3	Строительство ПС 110 кВ Гавань с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	–	15
4	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I цепь, с образованием ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань I цепь и ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская II цепь, с образованием ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань II цепь	ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2				
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань I цепь и ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань II цепь до места отпаяк с заменой провода на провод с большей пропускной способностью	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×7,3	–	–	–	–	–	–	14,6				
6	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	–	55	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д <sup>2)</sup>	–	Без увеличения максимальной мощности
7	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская тяговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»	н/д <sup>3)</sup>	14,032	12,168
8	Строительство ВЛ 110 кВ Тихорецк – Тихорецкая тяговая	АО «РЖД»	110	км	12	–	–	–	–	–	–	12	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети».	н/д <sup>4)</sup>	–	37
9	Реконструкция ПС 110 кВ Тихорецкая тяговая с установкой третьего трансформатора напряжением 110/27,5/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40		н/д <sup>3)</sup>	10	27

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
10	Комплексная реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с вводом в работу по проектной схеме 3 этапа автотрансформатора АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА, АТ-4 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА <sup>9)</sup> , АТ-7 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА <sup>9)</sup> , АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА <sup>9)</sup>	ПАО «Россети»	500	МВА	2×240	–	–	–	–	–	–	480	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» (Желдорэнерго – филиал ООО «Энергопромсбыт») к сетям ПАО «Россети Кубань»			
11	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «НЭСК-электросети»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК-электросети» к сетям ПАО «Россети»	н/д <sup>5)</sup>	–	16
12	Строительство ЛЭП 110 кВ Витаминкомбинат – Ипподром ориентировочной протяженностью 0,5 км	АО «НЭСК-электросети»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
13	Строительство ПС 110 кВ Тольяттиазот с установкой двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Тольяттиазот»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ПАО «Тольяттиазот»	ПАО «Тольяттиазот»	–	50
14	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Вышестеблиевская – Тольяттиазот ориентировочной протяженностью 50 км	ПАО «Тольяттиазот»	110	км	2×25	–	–	–	–	–	–	50				
15	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/36/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»	н/д <sup>6)</sup>	24	Без увеличения максимальной мощности
16	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80				
17	Строительство ВЛ 110 кВ Афипиская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая	ОАО «РЖД»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
18	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети Кубань»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125				
19	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети Кубань»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	Обеспечение технологического присоединения 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)
20	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	–	5,33				
21	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 II цепь с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	–	5,33				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
22	Реконструкция двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	–	5,33	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
23	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой на ПС ИКЕА и ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС ИКЕА ориентировочной протяженностью 12,94 км каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	км	12,94	–	–	–	–	–	–	12,94	Обеспечение технологического присоединения 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)
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×1,06 1×11,8	–	–	–	–	–	–	12,86				
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Парфюмерная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×1,06 1×11,8	–	–	–	–	–	–	12,86				
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	2,5	–	–	–	–	–	2,5				
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	3,1	–	–	–	–	–	3,1	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
28	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	7	–	–	–	–	–	7				
29	Строительство ПС 110 кВ Дорожная с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения ФКУ Упрдор «Тамань»	ФКУ Упрдор «Тамань»	–	1,5874
30	Сооружение отпайки на ПС 110 кВ Дорожная от ВЛ 110 кВ Славянская – ПАОС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	9	–	–	–	–	–	–	9				
31	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения ПАО «НК Роснефть»	ПАО «НК Роснефть»	4 (аварийная бронь)	294 (генерация) 20 (аварийная бронь)
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе-тяговая II цепь до переходной опоры 110 кВ № 50/1 <sup>7)</sup>	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
33	Строительство ПС 110 кВ Предгорная с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью по 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения ООО «Возобновляемые источники энергии»	ООО «Возобновляемые источники энергии»	–	40,5 МВт (СЭС 9 шт. максимальной мощностью 4,5 МВт каждая (СЭС-1Кр – СЭС-9Кр))
34	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Северская – Ильская до ПС 110 кВ Предгорная с образованием ВЛ 110 кВ Северская – Ильская с отпайкой на ПС Предгорная ориентировочной протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				
35	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА <sup>8)</sup>	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	–	–	1×40	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения ООО «КЭЗМ»	ООО «КЭЗМ»	–	1

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
36	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «КУБ-С»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения ООО «КУБ-С»	ООО «КУБ-С»	–	52
37	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ КУБ-С ориентировочной протяженностью 14 км каждый	ООО «КУБ-С»	220	км	2×14	–	–	–	–	–	–	28				
38	Реконструкция ПС 110 кВ Аше с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения ООО «Национальная Нерудная Компания»	ООО «Национальная Нерудная Компания»	–	0,6
39	Строительство ПС 110 кВ ЭСКМ с двумя трансформаторами 10/110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств и объектов по производству электрической энергии ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкавмонтаж»	ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкавмонтаж»	– (генерация) 2,625 (нагрузка)	24,8 (генерация) 2,5 (нагрузка)
40	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская и от ВЛ 110 кВ Кислородный завод – Пашковская на ПС 110 кВ ЭСКМ	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
41	Строительство Береговая ВЭС с одним трансформатором мощностью 80 МВА и сооружением двадцати двух ветроэнергетических установок установленной (максимальной) мощностью 3,465 МВт каждая	ООО «Элаван Пауэр»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения объектов по производству электрической энергии ООО «Элаван Пауэр»	ООО «Элаван Пауэр»	–	76,23
42	Строительство ЛЭП 110 кВ Береговая ВЭС – Вышестеблиевская	ООО «Элаван Пауэр»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
43	Строительство ПС 110 кВ Учреждение с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ООО «Ростэкэлектросети»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения ООО «Ростэкэлектросети» к сетям ПАО «Россети Кубань»	ООО «Ростэкэлектросети»	5,679	0
44	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Новоджерелиевская – Приморско-Ахтарская с отпайками, для организации присоединения ПС 110 кВ Учреждение шлейфовым заходом к данной ВЛ 110 кВ, с образованием ВЛ 110 кВ Приморско-Ахтарск – Учреждение и ВЛ 110 кВ Новоджерелиевская – Учреждение с отпайкой на ПС 110 кВ Ольгинская	ООО «Ростэкэлектросети»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
45	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с разделением схемы присоединения к РУ 110 кВ АТ-1 330/110 кВ 125 МВА и АТ-2 330/110 кВ 125 МВА путем присоединения через собственные выключатели 110 кВ	ПАО «Россети Кубань»	330	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»	н/д <sup>3)</sup>	5	6,184
46	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская со строительством двух новых ячеек ОРУ-110 кВ для присоединения проектируемых ВЛ 110 кВ Славянская – Протока тяговая	ПАО «Россети»	110	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети»	н/д <sup>4)</sup>	–	15
47	Реконструкция ПС 110 кВ Протока тяговая с заменой трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 32 МВА на два трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80				
48	Отсоединение ПС 110 кВ Протока тяговая от существующих отпайки от ВЛ 110 кВ Славянская-220 – Славянская-110 с отпайкой на ПС 110 кВ Протока тяговая и строительство двух новых ВЛ 110 кВ Славянская – Протока тяговая	ОАО «РЖД»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
49	Строительство ПС 110 кВ Юг-Агро с трансформатором 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения ООО «Юг-Агро»	ООО «Юг-Агро»	–	35
50	Строительство ЛЭП 110 кВ Черемушки – Юг-Агро	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
51	Реконструкция ПС 110 кВ Магритяговая с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 напряжением 110/10 кВ, мощностью 10 МВА на трансформаторы напряжением 110/10 кВ мощностью не менее 16 МВА каждый.	АО «РЖД»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения ООО «Лендстрой» и ИП Барсамян Саркис Гирушович к сетям ОАО «РЖД»	ООО «Лендстрой»	–	4,5
														ИП Барсамян Саркис Гирушович	0,15	0,8

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
52	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьей автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА (3×167 МВА)	ПАО «Россети»	500	МВА	501	–	–	–	–	–	–	501	Обеспечение технологического присоединения АО «Черномортранснефть»	АО «Черномортранснефть»	21	6,853
53	Строительство ПС 110 кВ Судоремонтный завод с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения АО «Новороссийский судоремонтный завод»	АО «Новороссийский судоремонтный завод»	–	21,05
54	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кирилловская – Восточная с отпайками на ПС 110 кВ Судоремонтный завод с образованием ЛЭП 110 кВ Кирилловская – Судоремонтный завод с отпайками и ЛЭП 110 кВ Восточная – Судоремонтный завод с отпайкой на ПС Геопорт	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
55	Строительство ПС 110 кВ Сад с установкой одного трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Сад-Гигант»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения АО «Сад-Гигант»	АО «Сад-Гигант»	–	11
56	Строительство одной ЛЭП 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Славянская 220 – Красноармейская на ПС 110 кВ Сад	АО «Сад-Гигант»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				

**Примечания**

- 1 <sup>1)</sup> Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК- электросети» к сетям ПАО «Россети Кубань».
- 2 <sup>2)</sup> Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети».
- 3 <sup>3)</sup> Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань».
- 4 <sup>4)</sup> Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети».
- 5 <sup>5)</sup> Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК- электросети» к сетям ПАО «Россети».
- 6 <sup>6)</sup> Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД».
- 7 <sup>7)</sup> Мероприятие реализовано в соответствии с Актом о выполнении 1 и 2 этапа ТУ на ТП от 11.09.2013
- 8 <sup>8)</sup> В рамках ТУ на ТП отсутствует мощность устанавливаемых трансформаторов. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана в соответствии с расчетами.
- 9 <sup>9)</sup> Выполнена установка на ПС 500 кВ Тихорецк автотрансформаторов АТ-4 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА, АТ-7 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА

### **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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	Исключение существующих 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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ АПК с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Новониколаевская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	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 Очистные сооружения 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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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 Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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
6	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ 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
7	Реконструкция ПС 110 кВ Дивная 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
8	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
9	Реконструкция ПС 110 кВ Ладожская 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
10	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 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
11	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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
12	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
13	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10 кВ и 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
14	Реконструкция ПС 110 кВ Головинка 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
15	Реконструкция ПС 110 кВ Джубга с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
16	Реконструкция ПС 110 кВ Каменка 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 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
18	Реконструкция ПС 110 кВ Новомихайловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
20	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинградская 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
21	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск-2 с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ 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
22	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 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
23	Реконструкция ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 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
24	Реконструкция ПС 110 кВ Кушевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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
25	Реконструкция ПС 110 кВ Забойская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
26	Реконструкция ПС 110 кВ Красноармейская 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
27	Реконструкция ПС 110 кВ Старотитаровская 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
28	Реконструкция ПС 110 кВ Темрюк 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
29	Реконструкция ПС 110 кВ Ханьковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
30	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
31	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
32	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
33	Реконструкция ПС 110 кВ Андреевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
34	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
35	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 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
36	Реконструкция ПС 110 кВ Северо-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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
37	Реконструкция ПС 110 кВ Широкая Балка с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
38	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 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
39	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА 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
40	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая 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
41	Реконструкция ПС 110 кВ Дивноморская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
42	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
43	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»
44	Реконструкция ПС 110 кВ Крымская ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА 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
45	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ 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
46	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
47	Реконструкция ПС 110 кВ ВНИИрис 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
48	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ 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
49	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
50	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
51	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
52	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
53	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ 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
54	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
55	Реконструкция ПС 110 кВ Ильская 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
56	Реконструкция ПС 110 кВ Северская 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
57	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ 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
58	Реконструкция ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
59	Реконструкция ПС 110 кВ Свинокомплекс 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности



№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
60	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
61	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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
62	Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
63	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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
64	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
65	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
66	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ и 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
67	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
68	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
69	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
70	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская 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
71	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения ООО «КЭМЗ»
72	Реконструкция ПС 110 кВ Джемте с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 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
73	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 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
74	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	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
		ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	
75	Реконструкция ПС 110 кВ Бойко-Понура с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
76	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
77	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
78	Реконструкция ПС 110 кВ Верещагинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 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
79	Реконструкция ПС 110 кВ Гречаная Балка с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	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
80	Реконструкция ПС 110 кВ Тонкий мыс с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
81	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
82	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	63,9	–	–	–	–	–	–	63,9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
		ПАО «Россети Кубань»	110	км	6	–	–	–	–	–	–	6	
832	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением на одну линейную ячейку для подключения новой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
84	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина
85	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

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

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 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 № 10 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации и основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 34).

Таблица 34 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 14.04.2023	–	–	–	–	114,6	105,8

### 5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками

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 2024–2047 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 %;
- кабельные линии электропередачи – 2,5 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 35 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция				Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, шт. × МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.		
						110 кВ	6 кВ	
Вариант № 1								
Реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками (замена провода и опор)	110	2×1×63,9 1×2×6	АС-240	–	–	–	–	2097,06
Установка СКРМ в объеме 12 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск	–	–	–	6	1×12	–	№ 5Н / 2	15,81
Установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск-2	–	–	–	6	1×6	–	№ 5Н / 1	7,90
Итого по варианту № 1								2120,77
Вариант № 2								
Сооружение КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с совместным подвесом на ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I цепь с отпайками (на новых опорах, провод по I цепи остаётся прежний (АС-120), для III цепи подвешивается новый)	110	1×2×63,9 (новый провод только на одну цепь)	АС-120	–	–	–	–	1221,49
Сооружение кабельного участка КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь на ПС 110 кВ Ейск	110	1×1×6	АПвПуг 1×240	–	–	–	–	233,40
Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с изменением схемы РУ-110 кВ для подключения вновь сооружаемой ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	–	–	–	110	–	№ 5Н / 2 (1 линейный + 1 СМВ)	–	88,66
Установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск	–	–	–	6	1×6	–	№ 5Н / 1	7,90
Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением на 1 линейную ячейку для подключения новой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	–	–	–	110	–	№ 12 / 1	–	44,33
Итого по варианту № 2								1595,78
Вариант № 3								
Сооружение РП 110 кВ Широчанка с установкой СВ-110 кВ	–	–	–	110	–	№ 9 / 7 (6 линейных + 1 СВ)	–	471,40
Установка СКРМ в объеме 25 Мвар на РП 110 кВ Широчанка	–	–	–	110	25	№ 9 / 1	–	80,75
Сооружение заходов 110 кВ от ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 1 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Староминская – РП Широчанка I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Староминская – РП Широчанка II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ РП Широчанка – Ейск I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ РП Широчанка – Ейск II цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Албаши-Широчанка I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Албаши-Широчанка II цепь с отпайками	110	3×2×1	АС-120	–	–	–	–	52,42
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Староминская – Широчанка I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Староминская до отпайки на ПС 110 кВ Старошербиновская с заменой провода АС-120 на провод АС-150 (замена провода и опор)	110	2×1×29	АС-150	–	–	–	–	876,47
Реконструкция ПС 110 кВ Албаши с изменением схемы с № 5Н (без выключателей со стороны линий и на отделителях и короткозамыкателях в цепи трансформаторов) на схему № 9 (с установкой выключателей 110 кВ)	–	–	–	110	–	№ 9 / 2 (2 линейных выключателя)	–	88,66
Установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск	–	–	–	6	1×6	–	№ 5Н / 1	7,90
Установка СКРМ в объеме 3 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск-2	–	–	–	6	1×3	–	№ 5Н / 1	6,13
Итого по варианту № 3								1583,73

Таблица 36 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3
Капитальные затраты, млн руб.	2120,77	1595,78	1583,73
То же в %	134 %	101 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	339,18	466,87	910,88
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	2027,89	1604,04	1715,44
То же в %	126 %	100 %	107 %

Таблица 37 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2024	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	24
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	2120,77	524,27	532,17	532,17	532,17	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	2097,06	524,27	524,27	524,27	524,27	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 и РУ 6 кВ	23,71	0,00	7,90	7,90	7,90	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 и РУ 6 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	339,18	0,00	0,00	0,00	0,00	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96
в том числе:																									
ВЛ	311,20	0,00	0,00	0,00	0,00	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56
Электрооборудование и РУ 6 кВ	27,98	0,00	0,00	0,00	0,00	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2459,95	524,27	532,17	532,17	532,17	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96	16,96
Ставка дисконтирования, %	8,00																								
Коэффициент дисконтирования		1	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	0,17
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2027,89	524,27	492,75	456,25	422,45	12,47	11,54	10,69	9,90	9,16	8,48	7,86	7,27	6,73	6,24	5,77	5,35	4,95	4,58	4,24	3,93	3,64	3,37	3,12	2,89



Таблица 38 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2024	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	24
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	1595,78	363,72	410,69	410,69	410,69	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	1221,49	305,37	305,37	305,37	305,37	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	
КЛ	233,40	58,35	58,35	58,35	58,35	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 и РУ до 110 кВ	140,89	0,00	46,96	46,96	46,96	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 %	
КЛ		2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	466,87	0,00	0,00	0,00	0,00	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	
в том числе:																									
ВЛ	183,92	0,00	0,00	0,00	0,00	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	9,20	
КЛ	116,70	0,00	0,00	0,00	0,00	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	166,25	0,00	0,00	0,00	0,00	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	8,31	
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2062,65	363,72	410,69	410,69	410,69	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	
Ставка дисконтирования, %	8,00																								
Коэффициент дисконтирования		1	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>	1604,04	363,72	380,26	352,10	326,02	17,16	15,89	14,71	13,62	12,61	11,68	10,81	10,01	9,27	8,58	7,95	7,36	6,81	6,31	5,84	5,41	5,01	4,64	4,29	

Таблица 39 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	1583,73	0,00	527,91	527,91	527,91	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
в том числе на новое строительство:																								
ВЛ	928,89	0,00	309,63	309,63	309,63	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 и РУ до 110 кВ	654,84	0,00	218,28	218,28	218,28	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 %
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	910,88	0,00	0,00	0,00	0,00	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54
в том числе:																								
ВЛ	138,17	0,00	0,00	0,00	0,00	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	772,71	0,00	0,00	0,00	0,00	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64	38,64
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2494,61	0,00	527,91	527,91	527,91	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	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>	1715,44	0,00	488,81	452,60	419,07	33,48	31,00	28,70	26,57	24,61	22,78	21,10	19,53	18,09	16,75	15,51	14,36	13,29	12,31	11,40	10,55	9,77	9,05	8,38

Как видно из таблицы 36, наиболее экономичным вариантом увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками является вариант № 2.

Вариант № 2 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.

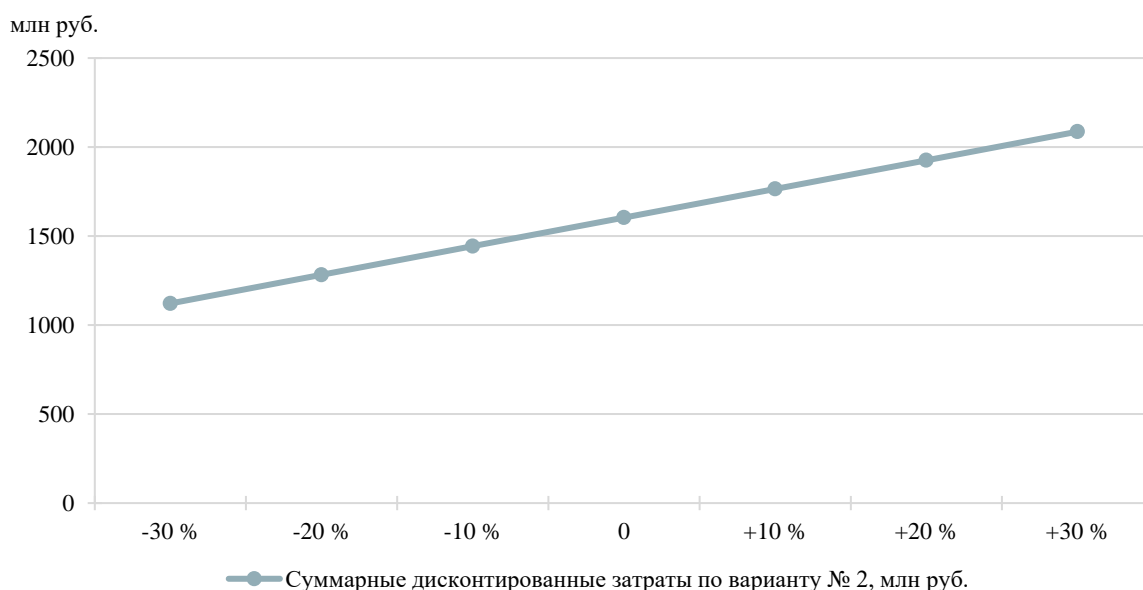
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

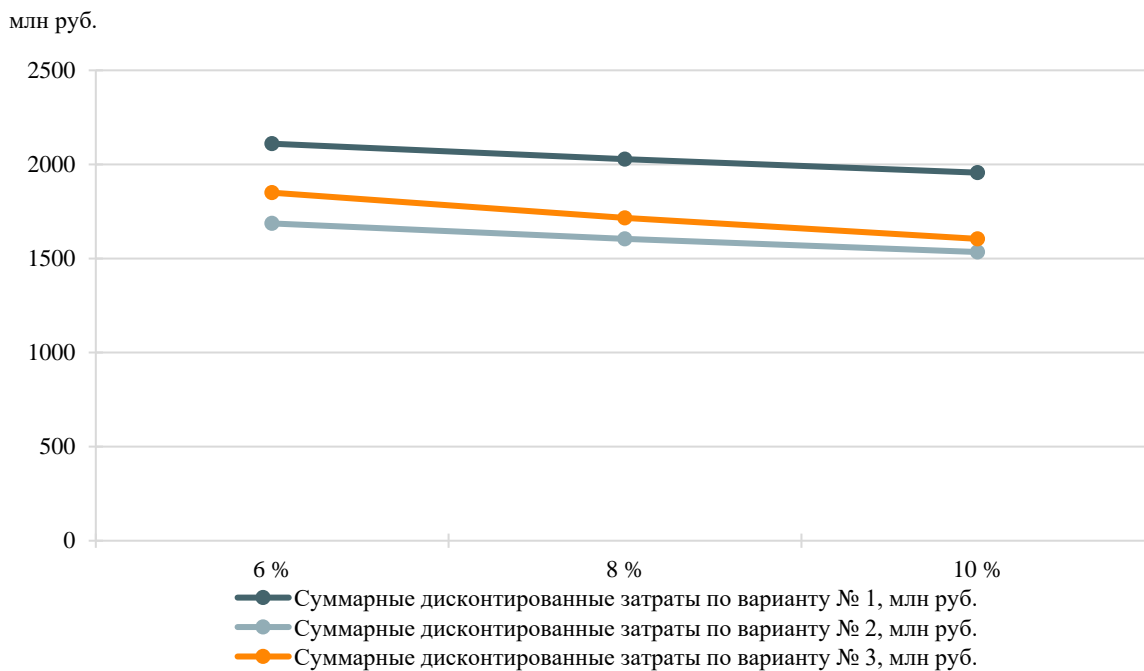
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 7.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1121	1282	1443	1604	1765	1926	2087

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	2086	2005	1934
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1667	1586	1517
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	1829	1696	1586

Рисунок 8 – 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 № 2 даже на 20 % вариант остается более экономичным, чем вариант № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 5 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 10 % варианты № 2 и № 3 становятся равноэкономичными;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % варианты № 1, 3 остаются более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 25 % и 10 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1 и 3 остаются также более затратными по отношению к варианту № 2, разница составляет 27 % и 5 % соответственно.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 увеличения пропускной способности ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей.

## 5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ

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 2024–2046 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]) и составляют 5,9 % для электрооборудования и распределительных устройств напряжением 110 кВ и ниже.

Таблица 40 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК шт. × МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	6 кВ	
Вариант № 1									
Замена трансформаторов 110/35/6 кВ 2×25 МВА на 2×63 МВА	–	–	–	110/35/6	2×63	–	–	–	222,88
Итого по Варианту №1									222,88
Вариант № 2									
Замена трансформаторов 110/35/6 кВ 2×25 МВА на 2×40 МВА	–	–	–	110/35/6	2×40	–	–	–	175,98
Установка Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	–	–	–	110/35/6	1×16	ОРУ; № 110 – 13/1 яч. Идд=600 А	ОРУ; № 35 – 13/1 яч. Идд=600 А	ЗРУ; 1 яч. Идд=1500 А	146,29
Итого по Варианту №2									322,27

Таблица 41 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	222,88	322,27
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>145 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	263,00	380,28
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	317,47	459,04
<i>То же в %</i>	<i>100 %</i>	<i>145 %</i>

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	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>	222,88	74,29	74,29	74,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	222,88	74,29	74,29	74,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	263,00	0,00	0,00	0,00	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	263,00	0,00	0,00	0,00	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	485,88	74,29	74,29	74,29	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	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>	317,47	74,29	68,79	63,69	10,44	9,67	8,95	8,29	7,67	7,10	6,58	6,09	5,64	5,22	4,84	4,48	4,15	3,84	3,55	3,29	3,05	2,82	2,61	2,42

Таблица 43 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	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>	322,27	107,42	107,42	107,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	322,27	107,42	107,42	107,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	380,28	0,00	0,00	0,00	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	380,28	0,00	0,00	0,00	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	702,55	107,42	107,42	107,42	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	19,01	
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	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>	459,04	107,42	99,47	92,10	15,09	13,98	12,94	11,98	11,09	10,27	9,51	8,81	8,15	7,55	6,99	6,47	5,99	5,55	5,14	4,76	4,41	4,08	3,78	3,50

Как видно из таблицы 41, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

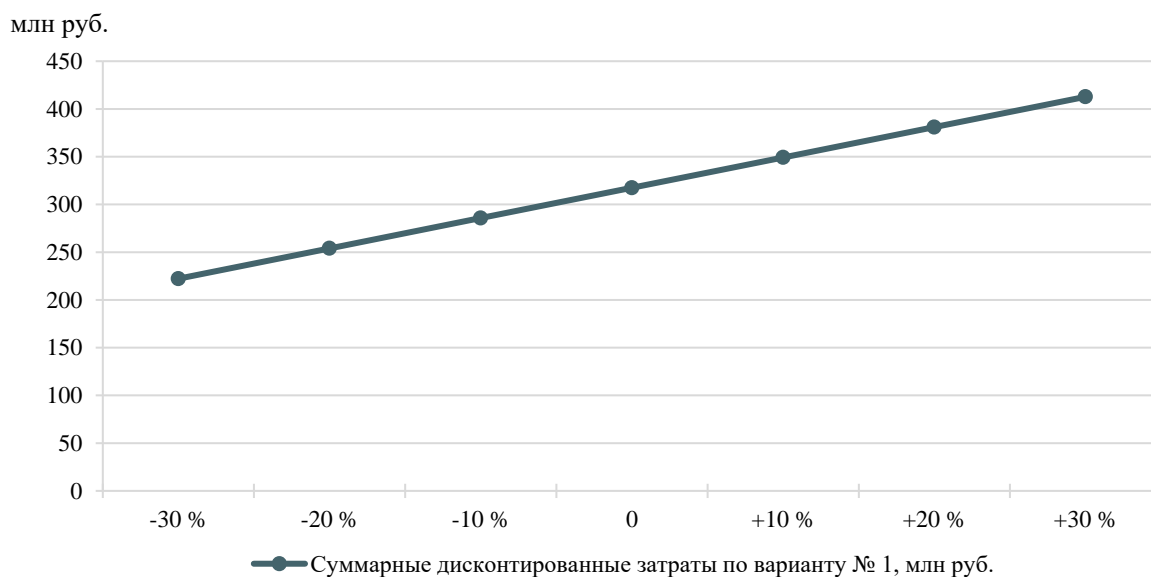
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

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

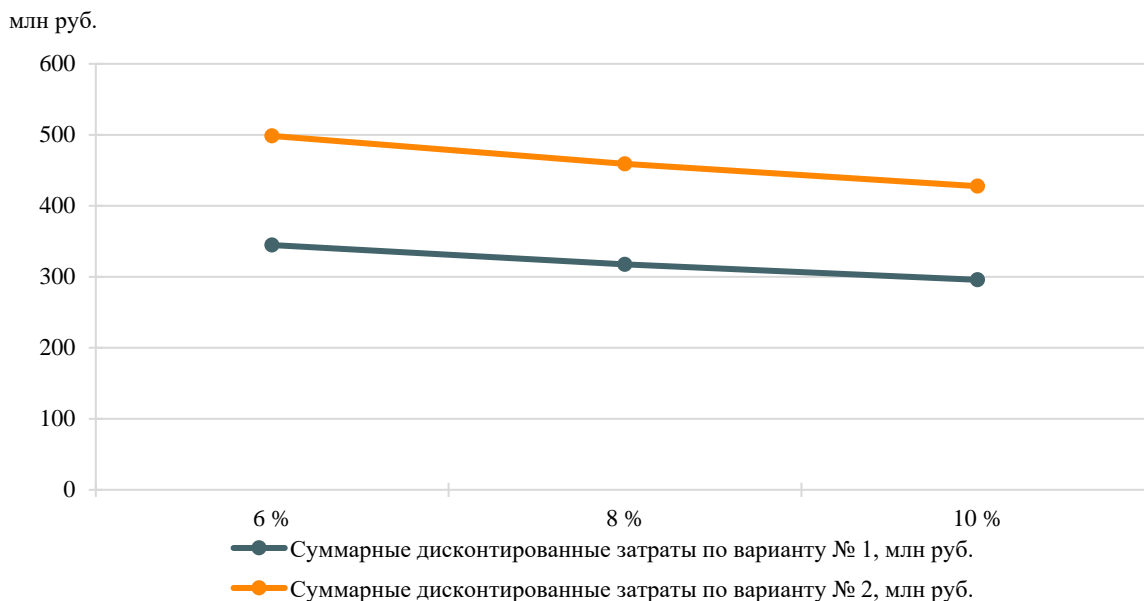


Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	222	254	286	317	349	381	413

Рисунок 9 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

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





Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	345	317	296
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	498	459	428

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

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 даже на 30 % вариант остается более экономичным, по сравнению с вариантом № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 11 %;

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 45 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 45 %.

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

### **5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи**

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 2024–2046 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]) и составляют 5,9 % для электрооборудования и распределительных устройств напряжением 110 кВ и ниже.

Таблица 44 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК шт. × МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	35 кВ	6 кВ	
Вариант № 1									
Замена трансформаторов 110/35/6 кВ 2×25 МВА на 2×63 МВА	–	–	–	110/35/6	2×63	–	–	–	222,88
Замена отделителей и короткозамыкателей в цепи ВН трансформаторов ПС 110 кВ Гулькевичи на выключатели 110 кВ	–	–	–	–	–	ОРУ; № 110 – 5Н/2 яч.; I <sub>дд</sub> =600 А	–	–	88,66
Замена выключателей 6 кВ в цепи НН трансформаторов ПС 110 кВ Гулькевичи	–	–	–	–	–	–	–	КРУ; 2 яч.; I <sub>дд</sub> =2000 А	5,00
Итого по Варианту №1									316,54
Вариант № 2									
Установка Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/6	1×25	ОРУ; № 110 – 5Н/ 1 I <sub>дд</sub> =600 А	ОРУ; № 35 – 9/1 яч; I <sub>дд</sub> =600 А	КРУ; 1 яч; I <sub>дд</sub> =1000 А	148,12
Итого по Варианту №2									148,12

Таблица 45 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	316,54	148,12
<i>То же в %</i>	<i>214 %</i>	<i>100 %</i>
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	373,52	174,78
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	450,88	210,98
<i>То же в %</i>	<i>214 %</i>	<i>100 %</i>

Таблица 46 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>316,54</i>	105,51	105,51	105,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	316,54	105,51	105,51	105,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>373,52</i>	0,00	0,00	0,00	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	373,52	0,00	0,00	0,00	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>690,06</i>	105,51	105,51	105,51	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>450,88</i>	105,51	97,70	90,46	14,83	13,73	12,71	11,77	10,90	10,09	9,34	8,65	8,01	7,42	6,87	6,36	5,89	5,45	5,05	4,67	4,33	4,01	3,71	3,44

Таблица 47 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>148,12</i>	49,37	49,37	49,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	148,12	49,37	49,37	49,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>174,78</i>	0,00	0,00	0,00	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	174,78	0,00	0,00	0,00	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>322,90</i>	49,37	49,37	49,37	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74	8,74
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>210,98</i>	49,37	45,72	42,33	6,94	6,42	5,95	5,51	5,10	4,72	4,37	4,05	3,75	3,47	3,21	2,98	2,75	2,55	2,36	2,19	2,02	1,87	1,74	1,61

Как видно из таблицы 45, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи является вариант № 2.

Вариант № 2 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.

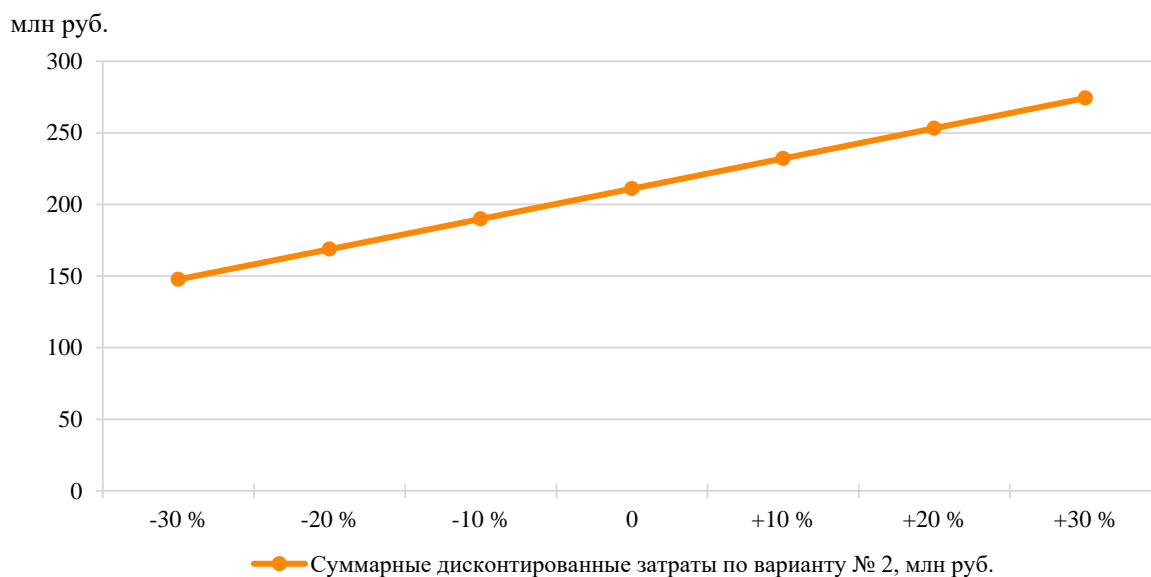
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

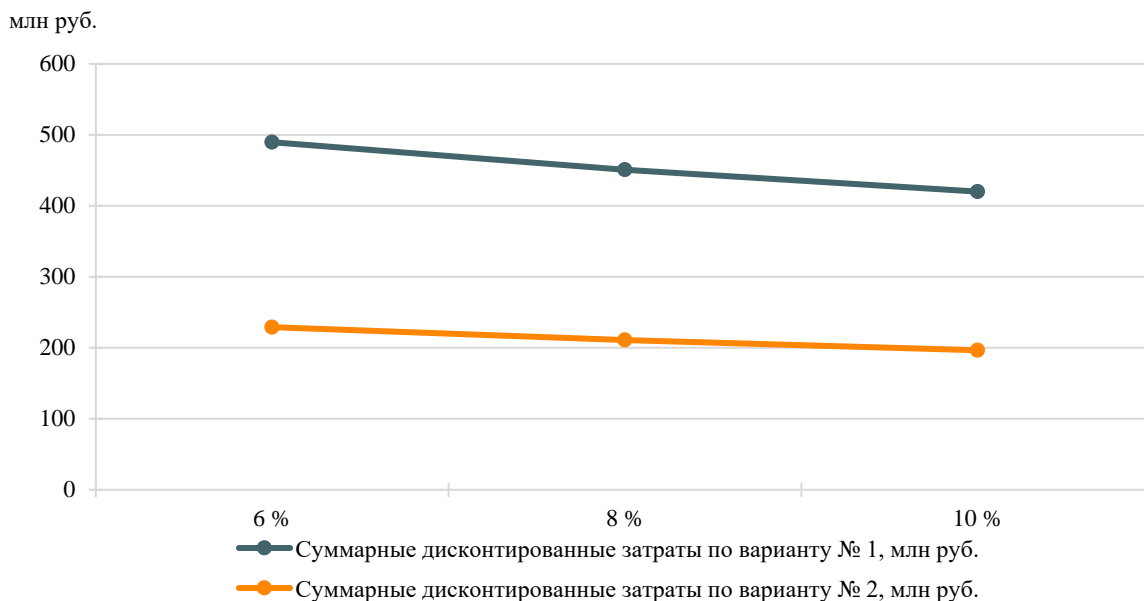
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	148	169	190	211	232	253	274

Рисунок 11 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 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.	490	451	420
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	229	211	197

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 № 2 даже на 30 % вариант остается более экономичным, по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 64 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 114 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 114 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 реконструкции ПС 110 кВ Гулькевичи сохраняет свое экономическое преимущество даже 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 Краснодарского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань» на 2018–2022 годы. Материалы размещены 26.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 19@ инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань», утвержденную приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 21@;

5) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети Кубань» письмом от 18.04.2023 № РК/005/705-исх «О недостающих исходных данных по предложениям для включения в СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы»;

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [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 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территориях рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 40 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Кубань» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 77 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «НЭСК-электросети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

## **7.2 Исходные допущения**

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанных на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

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

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования

тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 48.

---

<sup>1</sup> Приказ Министерства топливно-энергетического комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Краснодарского края от 25.11.2022 № 39/2022-э и от 27.12.2019 № 42/2019-э.

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

Таблица 48 – 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/ЕВИТДА 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	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 25.11.2022 № 40/2022-Э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО рассматриваемых субъектов, 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 49.

Таблица 49 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,4 %	3,1 %	3,1 %	1,2 %	1,2 %	0,7 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью

соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых субъектов представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	11946	12602	11845	7597	7429	7429
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	5179	5567	5598	1236	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	6765	9025	19126	10807	9031	9031

### 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 51 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 51 – 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	72,1	78,2	83,2	87,0	90,4	93,9
НВВ	млрд руб.	75,8	79,7	81,7	79,9	80,3	81,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,7	1,6	-1,5	-7,1	-10,2	-12,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9
Среднегодовой темп роста	%	–	105	103	103	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,5	3,5	3,4	3,3	3,4
Среднегодовой темп роста	%	–	102	99	97	99	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,5

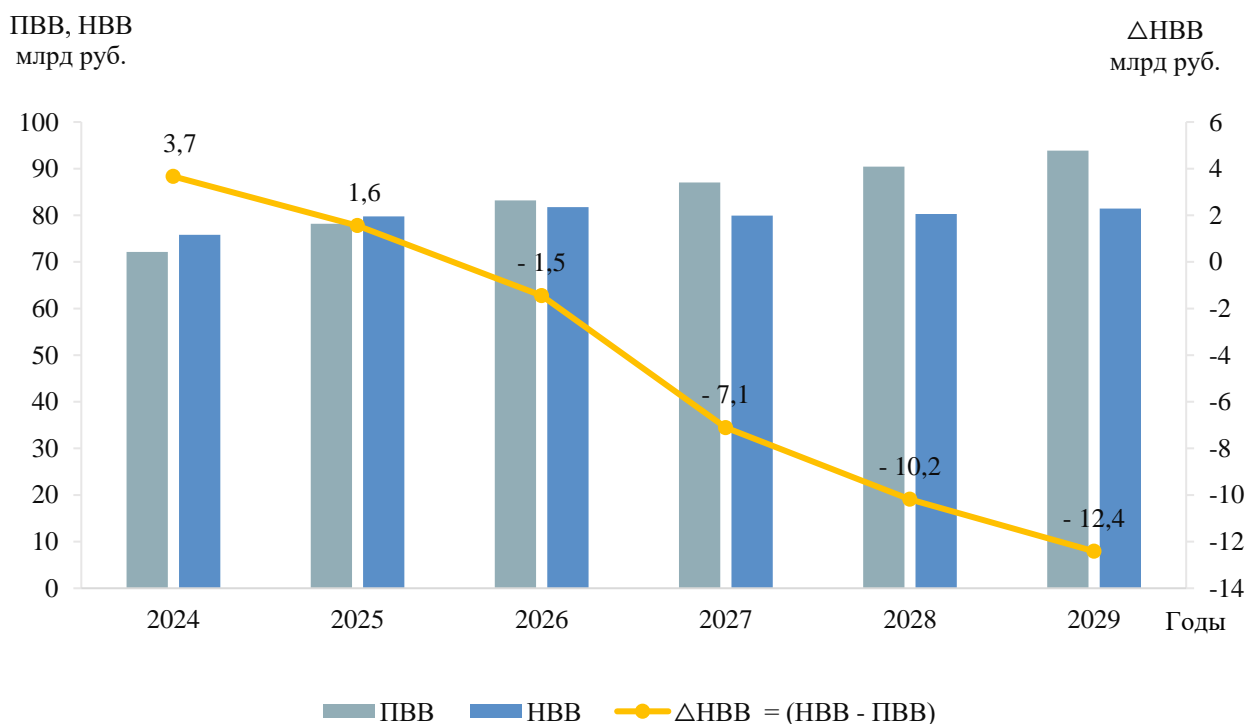


Рисунок 13 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 51, в прогнозном периоде определяется достаточность 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях составляет 2,4 млрд руб. в год (за период наличия дефицита) и 6,1 млрд руб. в год (в среднем за 2024–2029 годы) соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 14.

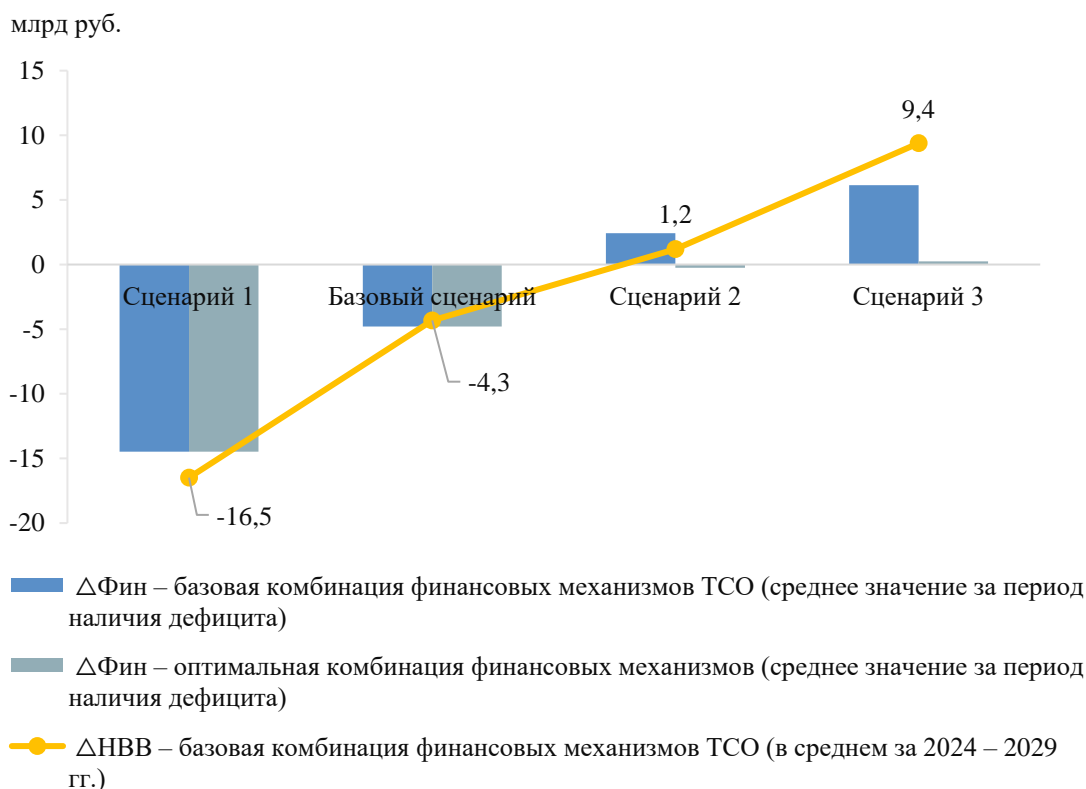


Рисунок 14 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации (снижения) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях	7 %	17 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложениях	0 %	54 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемая на дивиденды	4 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 14, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 52). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии Краснодарского края оценивается в 2029 году в объеме 35908 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,90 %.

Потребление мощности (в зимний период) Краснодарского края к 2029 году прогнозируется на уровне 5449 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,76 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Краснодарского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6489–6590 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2023 году ожидаются в объеме 713 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2029 году составит 3180,1 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 758 км, трансформаторной мощности 5351 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

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

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

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

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

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: 30.11.2023).

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание		
					Установленная мощность (МВт)										
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Краснодарского края															
Белореченская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	1	РО-45-В-265	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0			
		3	РО-45-В-260		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0			
		Установленная мощность, всего	-		-	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
Краснополянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	1	РО-115-В-123	-	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0			
		2	РО-115-В-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3			
		3	РО-115-В-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3			
		4	РО-115В-123			3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	Ввод в эксплуатацию 03.03.23	
		Установленная мощность, всего	-		-	21,6	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
Малая Краснополянская ГЭС (Малая ГЭС на р. Бешенка)	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	1	К-200/685-Г2-114,3	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5			
		Установленная мощность, всего	-		-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Краснодарская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	6	К-150-130	Газ, мазут, дизельное топливо	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0		
		7	Т-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2024 г.	
		8	Т-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2024 г.	
		9	Т-145/160-130		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	
		10, 11	ПГУ		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
		Установленная мощность, всего	-		-	1025,0	1025,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0
ТЭЦ ЕвроХим-БМУ	ООО «ЕвроХим-Белореченские Минудобрения» г. Краснодар	1	ПТ-12/15-35/10м	Газ, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		2	ПТ-12/15-35/10м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		Установленная мощность, всего	-		-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ Выселковского сахарного завода	ЗАО «Кристалл»	1	АР-6-5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	АП-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	12,0	
ТЭЦ Динского сахарного завода	ОАО «Динкссахар»	1	Т2-6-2	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		Установленная мощность, всего	-		-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Каневского сахарного завода	ПАО «Каневкссахар»	1	Т2-6-2	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		Установленная мощность, всего	-		-	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ТЭЦ Кореновского сахарного завода	АО «Кореновксхар»	1	P-6-35/5м	Газ, мазут	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	
ТЭЦ Курганинского сахарного завода	ЗАО «Сахарный комбинат «Курганинский»	1	T-2-6-2	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Лабинского сахарного завода	ОАО «Сахарный завод Лабинский»	1	T-6-2	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Ленинградского сахарного завода	ЗАО Сахар-Сыродельный комбинат «Ленинградский»	1	T-2-6	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ Тихорецкого сахарного завода	ЗАО «Сахарный комбинат Тихорецкий»	1	AP-6-5	Газ	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	
ТЭЦ Новокубанского сахарного завода	ОАО «Кристалл-2»	1	AP-4-3	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего					10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
ТЭЦ Павловского сахарного завода	ОАО «Павловский сахарный завод»	1	T2-6-2	Газ, мазут	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	
ТЭЦ Тбилисского сахарного завода	ЗАО «Тбилисский сахарный завод»	1	T2-6-2	Газ	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	
ТЭЦ Тимошевского сахарного завода	ООО «Тимашевский сахарный завод»	1	AP-7-2,5	Газ, мазут	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Установленная мощность, всего					14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
ТЭЦ Успенского сахарного завода	ЗАО «Успенский сахарник»	1	P-12-35	Газ, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего					18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
Приазовская ТЭЦ (Газотурбинная электростанция «МОТОР СИЧ ЭГ6000Т-Т10500-3ВНМ1УХЛ1»)	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	1-4	ПАЭС 2500	Газ	10,0								Отсоединение 01.10.2023
		5	ГТЭС 6000		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		–	–		–	–	–	–	–	–	–	–	
Установленная мощность, всего					16,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Армавирская ТЭЦ	ООО «Межрегиональная генерирующая компания»	1	Т-12-35/1,2	Газ, мазут	12,0								Отсоединение 27.09.2023
		2	Т-12-35/1,2		12,0								Отсоединение 27.09.2023
		–	–		–	–	–	–	–	–	–	–	–
Установленная мощность, всего					24,0								
ТЭЦ НСРЗ	АО «Новороссийский судоремонтный завод»	1	Wartsila 18v28SG	Газ	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	
		2	Wartsila 18v28SG		4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	
		–	–		–	–	–	–	–	–	–	–	
Установленная мощность, всего					9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1		
ТЭЦ Усть-Лабинского сахарного завода	ЗАО «Сахарный завод «Свобода»	1	AP-6	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АП-6		5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
		–	–		–	–	–	–	–	–	–	–	
Установленная мощность, всего					11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5		
ТЭЦ Гулькевичского сахарного завода	ОАО «Гиркубс»	1	P-6-35/4	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГПУ ETW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего					12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4		
ТЭЦ Новопокровского сахарного завода	ОАО «Викор»	1	6Н 5464/2	Газ, мазут	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Т-12-2УЗ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		–	–		–	–	–	–	–	–	–		
Установленная мощность, всего					18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ «ЭНКА» (ТЭЦ КВЭП)	ЗАО «РАМО-М»	1	TCG2020V20	Газ	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Уточнение 01.10.2023
		2	QSV91		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Уточнение 01.10.2023
		3	QSV91		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Уточнение 01.10.2023
		4	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.10.2023
		5	TCG2020V21		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Присоединение 01.10.2023
Установленная мощность, всего					5,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
ТЭЦ Краснодарского масложиркомбината	ООО «МЭЗ Юг Руси» – филиал МЖК «Краснодарский»	1	Т-12-2УЗ	Газ, лузга	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		–	–		–	–	–	–	–	–	–		
Установленная мощность, всего					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Сочинская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	1	ПГУ	Газ, дизельное топливо	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	
		2	ПГУ		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0		
		3	ПГУ		82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	
		–	–		–	–	–	–	–	–	–		
Установленная мощность, всего					160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ГПЭС Кубаньжелдормаш	ЗАО «Кубаньжелдор-маш»			Газ										
		1	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1		
		2	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		-	-	-	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
Крымская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ										
		1	ГТЭ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭС Хоста	ООО «Хоста»			Газ										
		1	CQMA1370		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	CQNB1750		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
	3	CQNB1750	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего		-	-	-	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9		
ТЭЦ-1 Коммунальная энергетика	ООО «КомЭнерго»			Газ										
		1	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		2	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
	3	JMS-620 GS.NL-C	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7		
Установленная мощность, всего		-	-	-	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2		
МГТЭС ПС Кирилловская	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо										
		1	FT8-3 MOBILEPAC		20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
Установленная мощность, всего		-	-	-	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5		
ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»			Газ, дизельное топливо										
		1	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		2	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		3	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		ПТУ-1	ПТ-12-39/13			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		ГТУ-4	ГТУ GST-800			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		ГТУ-5	ГТУ GST-800			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
	ГТУ-6	ГТУ GST-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.		
Установленная мощность, всего		-	-	-	141,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0		
Ейская ТЭС	ООО «Ейская ТЭС»			Газ										
		1	Wartsila 20v34SG		8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	
	2	Wartsila 20v34SG	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7		
Установленная мощность, всего		-	-	-	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5		
Адлерская ТЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, дизельное топливо										
		1	ПГУ		183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	
	2	ПГУ	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0		
Джубгинская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ										
		1	LMS 100PB		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	
	2	LMS 100PB	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2		
Установленная мощность, всего		-	-	-	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0		
ТЭС ГТЦ Газпром	ПАО «Газпром»			Газ										
		1	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
	4	OPRA DTG-1,8/2GL	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
		5	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
		6	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8		
ГПЭС Верхнебаканского ЦЗ	ОАО «Верхнебаканский цементный завод»			Газ										
		1	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		7	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		10	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		11	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		12	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		13	JMS 624-GS-N.LC	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7		
МиниТЭС – винного завода «Фанагория»	ОАО «Агропромышленная фирма «Фанагория»			Газ										
		1	ЭГУ(AES 412 G/C)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	ЭГУ(AES 412 G/C)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
Металлургическая ГПЭС	ООО «Абинский ЭМЗ»			Газ										
		1	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		2	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		3	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		4	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		5	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		6	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		7	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		8	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		9	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		10	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		11	JMS 624 GS-N.LC	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4		
Энергоцентр Головной компании	АО «Тандер»			Газ										
		1	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	TCG2020V20	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
КС Кореновская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ										
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	CUMMINS QSV91G	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		



Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
КС Русская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ									
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		7	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
КС Казачья	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ									
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Ударная ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкс-порт»			Газ									
		1	ПГУ-225			225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		2	ПГУ-225			225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		3	ГТЭ-110М			110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	
Энергоцентр ст. Выселки	ООО «Сыры Кубани»			Газ									
		1	MTU 20V4000 GS		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9		
		2	MTU 20V4000 GS		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
ЭСН КС Краснодарская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ									
		1, 2	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
		3, 4	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
		5, 6	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
		7, 8	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4		
Краснодарская СЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»			–									
		–	ФЭСМ		2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4		
Индустриальный ГПЭС	ООО «АРТ-ТЕХ»			Газ									
		1-3	TCG2020V20			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Ввод в эксплуатацию 22.02.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

**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 Краснодарского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения АО «Черномортранснефть»	2057,07	2027,04
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4249,64	1444,43
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17777,57	17777,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 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 переключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полупорную 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	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань»	479,95	468,86
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	6268,92	6216,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	–	21	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	6268,92	6216,90
7	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	–	–	10,66	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	890,00	730,12
8	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	393,54	388,53
9	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	57,34	57,34
10	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	64,29	64,29

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
11	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	35	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	164,69	164,69
12	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,5 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	2023	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания», ООО «ВБ Кубань», АО «НЭСК-электросети», Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Научно-исследовательский институт- Краевая клиническая больница №1 имени профессора С.В. Очаповского» Министерства здравоохранения Краснодарская края	253,49	215,98
13	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,40	4,40
14	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ АПК с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	249,99	249,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
15	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новониколаевская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	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	111,19	111,19
16	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения 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	2025	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	721,01	663,53
17	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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	161,54	161,54

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
18	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	233,05	233,05
19	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ 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	196,14	196,14
20	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивная 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
21	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	295,16	295,16
22	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ладожская 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
23	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 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	233,05	233,05



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
24	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	233,05	233,05
25	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	61,90	61,90
26	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10 кВ и 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	249,99	249,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
27	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Головинка 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	127,18	127,18
28	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джубга с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,63	209,63
29	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каменка 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 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	161,54	161,54

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
30	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомихайловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,63	209,63
31	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения ООО «КЭМЗ»	219,83	219,83
32	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинградская 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	233,05	233,05
33	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск-2 с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ 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	104,80	104,80

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
34	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 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	216,49	216,49
35	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 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	216,49	216,49
36	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Куцевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	233,05	233,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
37	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Забойская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	216,49	216,49
38	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Красноармейская 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	233,05	233,05
39	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старотитаровская 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	127,18	127,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
40	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Темрюк 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
41	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ханьковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	221,77	221,77
42	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
43	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	116,53	116,53

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
44	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	161,54	161,54
45	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Андреевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	82,63	82,63
46	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,43	215,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
47	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 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	249,99	249,99
48	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северо-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 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	161,54	161,54
49	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Широкая Балка с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	80,77	80,77



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
50	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 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	216,49	216,49
51	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА 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	233,05	233,05
52	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая 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	127,18	127,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
53	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивноморская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,70	215,70
54	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	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 объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»	802,41	802,41

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
55	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»	233,05	233,05
56	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Крымская ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА 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	127,18	127,18
57	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ 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	110,88	110,88
58	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	145,67	145,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
59	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ВНИИрис 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	233,05	233,05
60	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ 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	198,85	198,85

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
61	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,63	209,63
62	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,63	209,63
63	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	189,88	189,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
64	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	408,69	408,69
65	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027	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	210,04	210,04
66	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	216,49	216,49
67	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ильская 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	233,05	233,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
68	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северская 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
69	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	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	199,66	199,66
70	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,70	215,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
71	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Свинокомплекс 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
72	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	221,77	221,77
73	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 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	165,30	165,30



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
74	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	215,72	215,72
75	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 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	165,30	165,30
76	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	196,20	196,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
77	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	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	121,76	121,76
78	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ и 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,70	215,70
79	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	63,58	63,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
80	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	80,77	80,77
81	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	209,63	209,63
82	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская 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	2027	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	243,51	243,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
83	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	130,62	130,62
84	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джемете с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 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	233,05	233,05
85	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 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	249,99	249,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
86	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	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	547,18	547,18
				ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3				
87	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бойко-Понура с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	82,63	82,63
88	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	127,18	127,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
89	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	187,46	187,46
90	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Верещагинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 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	249,99	249,99
91	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Гречаная Балка с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×2,5	–	–	–	–	–	–	2,5	–	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	53,04	53,04
92	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,48	–	–	–	–	–	–	0,48	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	9,03	3,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
93	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	–	39	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	840,83	826,97
94	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	63,9	–	–	–	–	–	–	63,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	2100,07	2100,07
				ПАО «Россети Кубань»	110	км	6	–	–	–	–	–	–	6				
95	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением на одну линейную ячейку для подключения новой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	61,32	61,32
96	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	–	55	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	897,38	869,50

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
97	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	10	–	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	401,35	394,77
98	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	–	50,64	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1233,32	1198,10
99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная	ПАО «Россети Кубань»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	23,92	5,25
100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	524,73	524,73
101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство отпайек от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	2025	Решение Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова	1251,80	1251,80
102	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тонкий мыс с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	249,99	249,99



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
103	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	219,04	219,04

#### Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.