

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И
КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 2

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	22
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	22
2.1.1 Краснодарский энергоузел	22
2.1.2 Усть-Лабинский энергоузел	24
2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Западное»	26
2.1.4 Красноармейский энергоузел	28
2.1.5 Транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая	30
2.1.6 Тихорецкий энергоузел	32
2.1.7 Армавирский энергоузел	34
2.1.8 Лабинский энергоузел	36
2.1.9 Контролируемое сечение «ОЭО – Кубань»	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	133
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	138
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	138
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	138

2.3.1	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	138
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.....	148
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	149
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы.....	157
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	157
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	160
3.3	Прогноз потребления мощности.....	161
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования.....	164
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы.....	166
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	166
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.....	170
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	178
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.....	180
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	192
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора.....	193
5.2	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская.....	198

5.3	Технико-экономическое сравнение вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток».....	204
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	211
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	212
7.1	Основные подходы.....	212
7.2	Исходные допущения.....	213
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	216
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	217
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	219
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	221
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	222
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	224
	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	230

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
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
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

Схема и программа развития энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

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

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Краснодарского края за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Краснодарского края на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения 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 – 1 шт., КВЛ 110 кВ – 1 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	
ООО «Новоросметалл»	70,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Черномортранснефть»	68,6
ОАО «Новоросцемент»	64,9
ЗАО «Таманьнефтегаз»	51,3
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р» НПС «Тихорецкая»	49,3
ОАО «Верхнебаканский Цементный Завод»	45,0
ООО «ТК «Зеленая Линия»	34,5
ООО «Еврохим-Белореченские минеральные удобрения»	28,1
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	27,3
АО «КТК-Р» НПС-7	23,9
АО «КТК-Р» НПС-8	20,8
ООО «Афипский НПЗ»	17,2

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 01.01.2024 составила 2501,2 МВт, в том числе: ГЭС – 74,4 МВт, ТЭС – 2380,4 МВт, СЭС – 46,5 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 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	2477,7	53,4	–	–	-29,9	2501,2
ГЭС	71,1	3,3	–	–	–	74,4
ТЭС	2404,3	6,0	–	–	-29,9	2380,4
СЭС	2,4	44,1	–	–	–	46,5

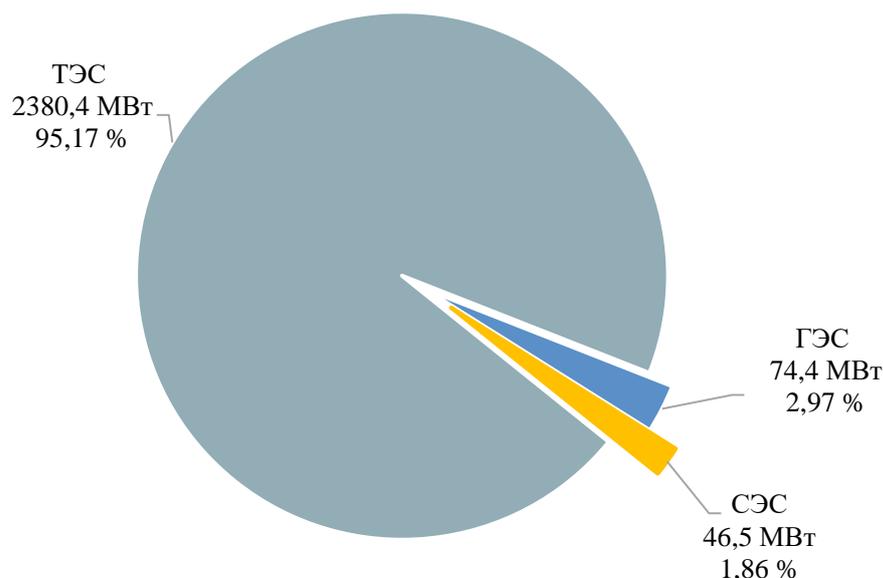


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края в 2023 году составило 10785,6 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 371,1 млн кВт·ч, ТЭС – 10409,6 млн кВт·ч, СЭС – 4,9 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	10290,7	10366,3	10804,4	10712,0	10785,6
ГЭС	311,8	260,9	399,7	412,8	371,1
ТЭС	9978,9	10105,3	10404,7	10299,1	10409,6
СЭС	–	–	–	0,1	4,9

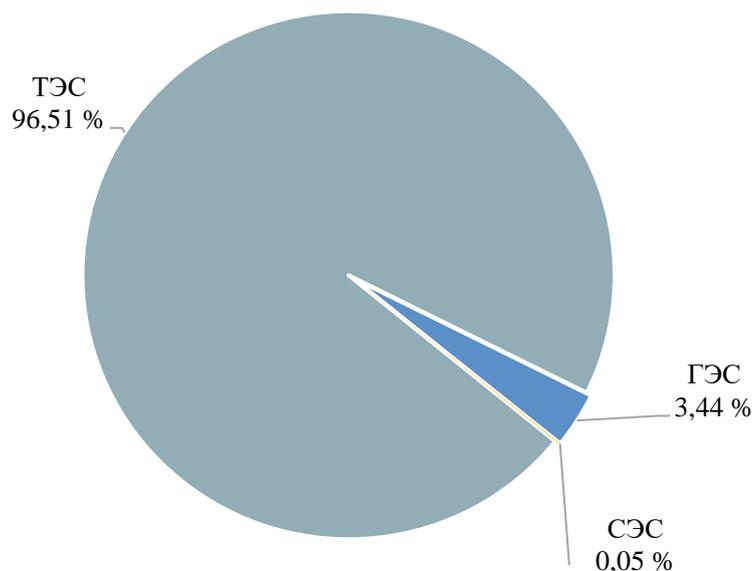


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края в 2023 году

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

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

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27628	27421	29961	31049	32037
Годовой темп прироста, %	-0,29	-0,75	9,26	3,63	3,18
Максимум потребления мощности, МВт	4559	4982	5593	5466	6057/ 5030 ¹⁾
Годовой темп прироста, %	-7,30	9,28	12,27	-2,27	10,81
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6060	5504	5357	5680	5289
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00	11.08 15:00
Среднесуточная ТНВ, °С	27,8	29,6	29,6	27,4	29,1
<i>Краснодарский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26137	25921	28336	29403	30502
Годовой темп прироста, %	-0,28	-0,83	9,32	3,77	3,74

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,6	94,5	94,6	94,7	95,2
Потребление мощности (совмещенное) Краснодарского края на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	4305	4727	5325	5203	5769/ 4768 ¹⁾
Годовой темп прироста, %	-7,68	9,80	12,65	-2,29	10,89
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,4	94,9	95,2	95,2	95,2
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6071	5484	5321	5651	5287

Примечание – ¹⁾ Для сведения – максимальное потребление мощности в зимний период.

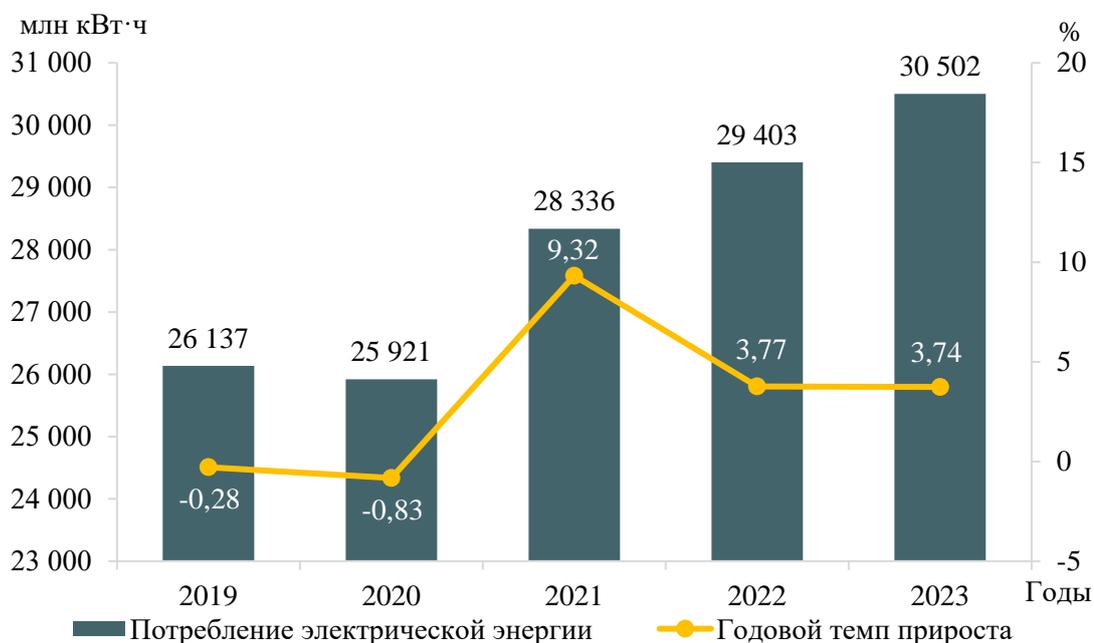


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста

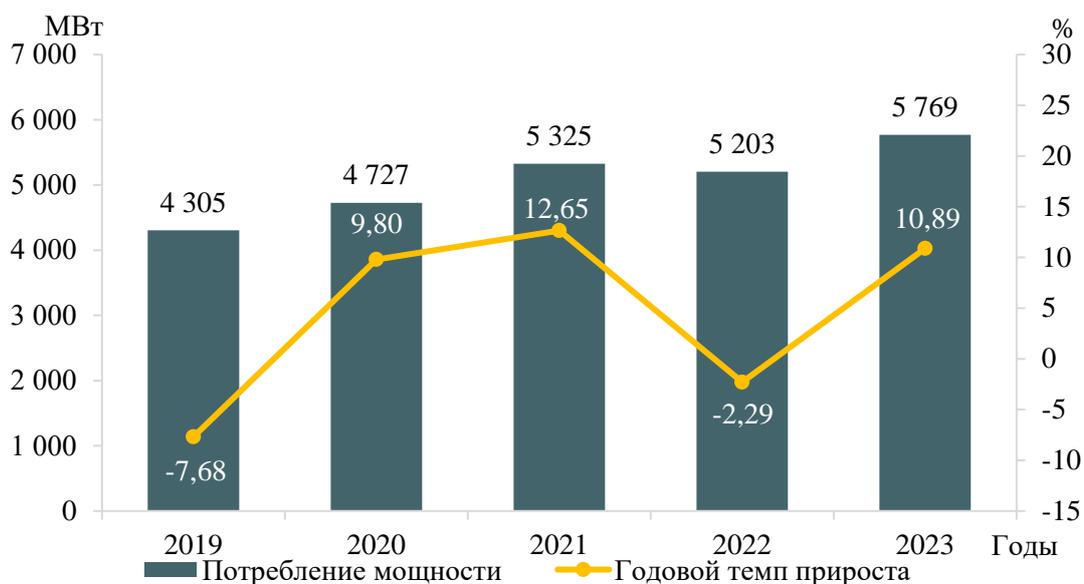


Рисунок 4 – Потребление мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста

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

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

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

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

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии по территории Краснодарского края увеличилось на 4291 млн кВт·ч и составило в 2023 году 30502 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,08 %. 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 94,4–95,2 %.

За период 2019–2023 годов потребление мощности Краснодарского края выросло на 1106 МВт и составило 5769 МВт. Прирост мощности соответствует

среднегодовому темпу прироста мощности 4,35 %, 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.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края был зафиксирован в 2023 году в размере 6057 МВт, в том числе по территории Краснодарского края в размере 5769 МВт.

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

- увеличением потребления в обрабатывающей промышленности;
- снижением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- повышением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- прохождением годовых максимумов в летний период.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	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
3	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская 220 – Вышестеблиевская тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,17 км
4	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская тяговая – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	29,36 км
5	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Порт – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	6,1 км
6	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
7	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
8	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	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 Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	2,74 км
10	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск I цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск II цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
12	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
13	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская I цепь	ПАО «Россети»	2019	2,79 км
14	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская II цепь	ПАО «Россети»	2019	3,07 км
15	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
16	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
17	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
18	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Афипская – Афипский НПЗ	ПАО «Россети»	2019	6,54 км
19	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №1	ПАО «Россети»	2019	3 км
20	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №2	ПАО «Россети»	2019	3 км
21	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
22	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
23	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афипская – Науменковская №1	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
24	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афипская – Науменковская № 2	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
25	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная № 1	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
26	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная № 2	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
27	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
28	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
29	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
30	110 кВ	ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская. Включение участка ЛЭП на ПС 110 кВ Красноармейская отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	2021	0,06 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
31	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская I цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
32	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская II цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
33	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лесной порт от КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II цепь с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2021	8,45 км
34	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
35	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
36	500 кВ	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПАО «Россети»	2018	498,67 км
37	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 – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) составила 5,9 км	ПАО «Россети»	2021	5,9 км
38	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
39	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
40	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 – Кольцевая и ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая	ПАО «Россети»	2022	0,02 км
41	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
42	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
43	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
44	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Чекон и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Киевская	ПАО «Россети»	2023	2×5,11 км
45	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южная Озереевка от КВЛ 110 кВ Кирилловская – Тоннельная	ПАО «Россети Кубань»	2023	17,45 км
46	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южная Озереевка от КВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная с отпайкой на ПС Нефтеналивная	ПАО «Россети Кубань»	2023	9,92 км
47	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Волна – Волна тяговая № 1	ПАО «Россети Кубань»	2023	0,02 км
48	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Волна – Волна тяговая № 2	ПАО «Россети Кубань»	2023	0,02 км
49	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Ясная от ВЛ 110 кВ Мостовская – Зассовская	ПАО «Россети Кубань»	2023	0,06 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аэродром Кореновск	АО «Оборонэнерго»	2019	2×10 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вышестеблиевская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	3×40 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кореновская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ОБД	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Портовая тяговая	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2019	25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×16 МВА
8	110 кВ	Замена БСК на ПС 330 кВ Кропоткин	ПАО «Россети»	2019	52 Мвар
9	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Брюховецкая	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
10	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
11	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Зелёная линия	ПАО «Россети»	2019	10 МВА+2×63 МВА
12	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	200 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ангарская	ПАО «Россети Кубань»	2020	2×25 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Науменковская	АО «Оборонэнерго»	2020	2×10 МВА
15	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2020	25 МВА
17	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	ПАО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
18	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ АЭМЗ	ООО «АЭМЗ»	2020	160 МВА
19	110 кВ	Замена трансформатора Т-4 на ПС 110 кВ Почтовая	ПАО «Россети Кубань»	2021	25 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НПС Нововеличковская	АО «Черномортранснефть»	2021	2×25 МВА
21	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Виноградная	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА
22	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Киевская	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
23	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чекон	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
24	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Курганная тяговая	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
25	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пашковская	ПАО «Россети Кубань»	2022	40 МВА
26	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Почтовая	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Пасечная	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА
28	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кудепста	ПАО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
29	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	ПАО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
30	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ильская	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
31	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кольцевая	ПАО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
32	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афицкая	ПАО «Россети»	2022	125 МВА
33	220 кВ	Замена автотрансформатора АТ-1 на ПС 220 кВ Кирилловская	ПАО «Россети»	2022	195 МВА
34	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Волна тяговая	ОАО «РЖД»	2023	2×40 МВА
35	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южная Озеревка	ПАО «Россети»	2023	2×10 МВА
36	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ясная	ПАО «Россети»	2023	40 МВА
37	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Брюховецкая	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
38	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Адлер	ПАО «Россети Кубань»	2023	2×40 МВА
39	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Кудепста	ПАО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
40	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кавказская ПТФ	ПАО «Россети Кубань»	2023	16 МВА
41	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Волконка	ПАО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
42	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ НПС	ПАО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
43	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Раевская	ПАО «Россети Кубань»	2023	16 МВА

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

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

На территории 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;
- 6) Контролируемое сечение «ОЭС – Кубань».

2.1.1 Краснодарский энергоузел

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

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1(2) ПС 220 кВ Витаминкомбинат, токовая нагрузка АТ-2(1) ПС 220 кВ Витаминкомбинат превышает ДДТН на величину до 29 %, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона 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 55 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. 2. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. 3. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. 2. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. 3. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км
<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 Восточная промзона – Лорис, токовая нагрузка ВЧЗ в ячейках КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 220 кВ Витаминкомбинат и ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 30 %, токовая нагрузка оборудования и коммутационных аппаратов в ячейке КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 24 %.</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности
<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 Витаминкомбинат – Лорис, токовая нагрузка ВЧЗ в ячейках КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис на ПС 220 кВ Восточная промзона и ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка оборудования и коммутационных аппаратов в ячейке КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 22 %.</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности

2.1.2 Усть-Лабинский энергоузел

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Усть-Лабинском энергоузле Центрального энергорайона.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Усть-Лабинского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Усть-Лабинск, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Усть-Лабинск, превышает ДДТН 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 20 МВт</p>	<p>1. 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>2. 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-Лабинская¹⁾</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. 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>2. 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-Лабинская¹⁾</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 60 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кореновская – Кореновская тяговая превышает ДДТН на величину до 35 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км</p>

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

2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Западное»

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в контролируемом сечении «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий контролируемого сечения «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Радуга превышает ДДТН на величину до 22 %, ВЛ 110 кВ Джигинская – Радуга на величину до 20 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гостагаевская – Джемете превышает ДДТН на величину до 15 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Крымская – Крымская ПТФ превышает ДДТН на величину до 9 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Варениковская – Гостагаевская превышает ДДТН на величину до 13 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 32 МВт</p>	<p>1. Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете №2 ориентировочной протяженностью 16,5 км.</p> <p>2. Реконструкция ПС 220 кВ Бужора со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения ЛЭП 110 кВ Бужора – Джемете № 2</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете №2 ориентировочной протяженностью 16,5 км.</p> <p>2. Реконструкция ПС 220 кВ Бужора со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения 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 АТ-2 на ПС 220 кВ Славянская, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 220 кВ Славянская превышает ДДТН на величину до 20 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с заменой автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА</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 АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора, токовая нагрузка АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора превышает ДДТН на величину до 13 %.</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 Бужора с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с заменой автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый</p>	<p>Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА</p>

2.1.4 Красноармейский энергоузел

В таблице 10 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ превышает ДДТН на величину до 44 %.</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>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 17 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 17 км</p>

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

В таблице 11 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО транзита ВЛ 110 кВ Афи́пская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона.

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Крымская тяговая – Абинская токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Афипская – Северская 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 30 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 12 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тихорецком энергоузле.

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-6 ПС 500 кВ Тихорецк, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 57 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 190 МВт</p>	<p>1. 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>2. 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>1. 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>2. 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 13 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Армавирском энергоузле.

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

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 с АТ-2, токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 33 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 100 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5 кВ, АТ-2 330/115/10,5 кВ с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5 кВ, АТ-2 330/115/10,5 кВ с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ</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>Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части переподключения автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 кВ по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части переподключения автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 кВ по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ</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 АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир, токовая нагрузка АТ-2 на ПС 330 кВ Кропоткин превышает ДДТН на величину до 6 %, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 18 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА</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 16 %.</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 (II цепь) при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 24 %, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает АДТН на величину до 1 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)</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 на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 33 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь превышает ДДТН на величину до 7 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 15 % (токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 33 %, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 1 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь превышает ДДТН 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 25 МВт</p>	<p>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</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>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</p>

2.1.8 Лабинский энергоузел

В таблице 14 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Лабинском энергоузле.

Таблица 14 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Лабинского энергоузла

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Центральная – Промзона токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевская 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 25 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>

2.1.9 Контролируемое сечение «ОЭО – Кубань»

В таблице 15 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Контролируемом сечении «ОЭС – Кубань».

Таблица 15 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Контролируемого сечения «ОЭС – Кубань»

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская превышает ДДТН на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт</p>	<p>Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 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 иного замера. В таблице 16 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 16 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С			
		Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Центральный энергорайон	Юго-Западный энергорайон	Сочинский энергорайон
2019	18.12.2019	7,5	6,0	12,3	8,9
	19.06.2019	27,5	27,2	29,3	24,6
2020	16.12.2020	3,6	1,9	3,5	12,8
	17.06.2020	23,9	30	28,8	28,4
	07.07.2020 ¹⁾	35,8	35,8	35,8	35,8
2021	20.01.2021 ¹⁾	-6,9	-6,9	-6,9	-6,9
	16.06.2021	29,6	30,8	27,9	27,5
	20.07.2021 ¹⁾	35,6	35,6	35,6	35,6
	15.12.2021	7,9	4,9	13,4	11,2
2022	15.06.2022	22,2	21,2	23,5	22,6
	21.12.2022	1,6	-1,1	6,1	6,4
2023	21.06.2023	28,9	28,8	27,5	28,2
	07.08.2023 ¹⁾	33	33	33	33
	20.12.2023	8,4	8,4	11,2	8,5

Примечание – ¹⁾ Приведены температуры в дни иных замеров.

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего

нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Кубань»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Кубань» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 19 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 17 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края																
1	ПС 110 кВ Андреевская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	1,13	1,06	0,4	1,62	1,05	0,99	1,13	1,2	1,47 ²⁾	0,97	0
			T-2	115/38,5/11	16	6,17	6,27	6,98	6,76	6,72	7,15	5,46	6	14,32 ²⁾	7,82	
2	ПС 110 кВ Ашперонская	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	12,92	13,67	14,8	15	15,00	10,92	13,57	13,39 ¹⁾	11,71	15,11 ¹⁾	6,8
			T-2	115/38,5/6,6	25	17,05	14,44	13	13	13,78	13,01	15,1	18,71 ¹⁾	11,98	18,33 ¹⁾	
3	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	16,89	19,93	18,47	20,08	18,88	20,49	22,51	26,27 ¹⁾	17,14	25,62 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	14,44	11,58	15,29	12,41	15,84	9,20	18,99	17,51 ¹⁾	12,17	24,10 ¹⁾	
4	ПС 110 кВ Гулькевичи	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	12,73	14,53	13,60	11,42	19,17	16,32	21,55	24,48	13,62	20,57	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	10,99	9,94	12,60	12,86	12,33	9,82	16,12	15,68	11,70	17,16	
5	ПС 110 кВ Дивная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	7,28	8,90	8,83	8,85	8,86	9,30	8,95	10,17 ¹⁾	6,02	12,44 ¹⁾	3,03
			T-2	115/38,5/11	16	5,90	6,02	6,40	3,93	4,26	4,68	8,18	8,43 ¹⁾	5,64	6,94 ¹⁾	
6	ПС 110 кВ Ейск	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			T-2	115/6,6	25	13,10	6,20	7,60	7,00	13,32	16,10	15,46	16,10	13,40	23,84	
			T-3	115/38,5/6,6	16	10,30	1,93	2,50	2,10	10,90	13,20	10,90	11,60	8,30	16,98	
7	ПС 110 кВ Ейск-2	110/6	T-1	115/6,6	25	6,40	8,22	8,60	7,80	12,00	16,80	13,00 ¹⁾	13,40	6,90	14,20 ¹⁾	0
			T-2	115/6,6	16	5,90	5,45	5,90	5,60	4,28	0	7,80 ¹⁾	7,10	5,00	7,90 ¹⁾	
8	ПС 110 кВ ЖБШ	110/6	T-1	115/6,6	10	6,97	6,58	8,15	8,78	10,12	5,42	9,75	8,38	5,69	10,02 ¹⁾	0
9	ПС 110 кВ Куцевская	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	31,5	24,11	19,32	21,37	21,16	0	0	23,85 ¹⁾	23,51	14,70	23,62 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/6,6	31,5	0	7,22	7,89	7,58	28,10	24,37	8,46 ¹⁾	6,80	5,81	9,19 ¹⁾	
10	ПС 110 кВ Лабинск-1	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	10,97	12,37	15,21	13,27	16,41	11,22	6,83	5,43	10,76	11,01	0
			T-2	115/38,5/11	25	13,96	14,16	14,92	16,11	13,03	16,77	18,43	17,52	14,34	16,18	
11	ПС 110 кВ Лабинск-2	110/10	T-1	115/11	10	4,91	5,65	5,71	6,31	6,64	5,76	7,11	7,72	5,97	9,67	0
			T-2	115/11	10	4,45	4,07	4,46	4,07	4,50	5,18	5,54	7,76	3,37	0	
12	ПС 110 кВ Ленинградская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	10,10	10,50	10,80	9,90	19,36	11,5	14,60	15,40 ¹⁾	9,20	14,71	0
			T-2	115/38,5/11	16	8,90	8,00	10,00	10,20	5,87	7,8	12,30	14,70 ¹⁾	8,04	14,13	
13	ПС 110 кВ Моревская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	4,57	4,32	4,78	5,25	4,45	6,53	7,55	7,11 ¹⁾	5,17	7,46 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/11	10	4,60	5,50	6,32	7,10	7,25	5,70	7,08	8,35 ¹⁾	6,40	7,8 ¹⁾	
14	ПС 110/35/6 кВ Мясокомбинат	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	10	7,77	0	0	8,04	3,86	1,70	5,11	5,82	3,36	5,11	1,74
			T-2	115/38,5/6,6	10	3,60	8,05	8,75	0	7,01	6,21	5,32	5,72	4,44	5,18	
15	ПС 110/35/10 кВ Октябрьская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,28 ¹⁾	0,43
			T-2	115/38,5/11	10	4,47	5,75	6,04	5,88	4,89	4,34	5,88	8,33	5,09	5,46 ¹⁾	
16	ПС 110 кВ Отрадная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	13,20	13,85	13,49	15,05	16,67	10,42	12,83	14,21 ¹⁾	11,06	16,93 ¹⁾	6,98
			T-2	115/38,5/11	16	5,40	6,67	7,28	5,97	5,77	4,74	6,10	6,26 ¹⁾	4,07	5,95 ¹⁾	
17	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	13,33	14,3	16,2	18,01	17,75	15,16	14,93	15,34	15,1	17,36	10,41
			T-2	115/38,5/11	16	12,21	14,95	14	18,99	16,65	14,57	15,3	15,43	12,41	16,70	
18	ПС 110 кВ Павловская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	10,77	12,04	12,39	15,32	10,89	14,40	13,07	17,33	11,60	16,14	3,94
19	ПС 110 кВ Промзона	110/10	T-1	115/11	10	6,42	7,8	7,13	7,9	8,10	7,78	9,4	9,3	6,8	9,42	5,9
			T-2	115/11	10	5,48	4,6	4,96	5,4	5,66	6,2	6,89	7,5	5,2	7,12	
20	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	T-2	115/38,5/11	25	16,53	19,66	21,04	17,94	14,44	15,96	25,22	27,27 ¹⁾	18,15	25,02 ¹⁾	0
			T-3	115/38,5/11	25	7,23	2,04	2,13	2,52	3,43	5,28	2,69	5,92 ¹⁾	2,37	9,13 ¹⁾	
			T-1	115/38,5/11	16	12,38	13,32	14,31	14,50	14,51	14,14	16,4	14,17	11,75	15,19	
21	ПС 110 кВ Родниковская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	2,03	2,23	2,3	2,15	2,18	3,24	4,99	4,35	2,38	2,15	0
			T-2	115/38,5/11	10	3,20	4,05	4,10	4,50	3,20	4,30	6,02	6,20 ¹⁾	3,85	8,36 ¹⁾	
22	ПС 110 кВ Старощербиновская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	3,90	4,50	5,00	5,20	5,70	5,00	6,80	7,56 ¹⁾	3,85	5,85 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/11	10	3,82	6,82	7,35	6,99	7,25	5,54	7,38	9,32	4,39	9,47 ¹⁾	
23	ПС 110 кВ Тепличная	110/10	T-1	115/11	10	3,82	6,82	7,35	6,99	7,25	5,54	7,38	9,32	4,39	9,47 ¹⁾	0
Сочинский энергорайон																
24	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	110/6	T-1	115/6,6	3,2	1,00	1,70	1,90	2,60	2,16	1,70	2,70	1,90	0,90	1,50	0
			T-2	115/6,6	6,3	1,60	3,80	2,60	2,00	2,36	1,20	1,40	1,50	1,70	1,63	
25	ПС 110 кВ Волконка	110/10/10/6	T-1	115/11	25	5,60	5,30	5,60	6,30	7,91	10,80	5,30	13,7 ¹⁾	6,70	15,40 ¹⁾	0
			T-2	115/11/11	25	6,80	6,80	9,00	8,40	6,72	11,70	12,40	18,30 ¹⁾	10,00	22,10 ¹⁾	
26	ПС 110 кВ Головинка	110/10	T-1	115/11	6,3	2,30	2,20	2,80	3,10	2,37	3,60	2,80	3,80 ¹⁾	2,40	4,80 ¹⁾	0
			T-2	115/11	6,3	1,70	1,70	1,90	1,70	1,48	1,00	2,30	2,70 ¹⁾	1,90	5,10 ¹⁾	
27	ПС 110 кВ Джубга	110/10	T-1	115/11	10	2,40	3,60	4,50	5,10	3,39	7,70	5,20	5,20	4,80	9,70 ¹⁾	0
			T-2	115/11	10	2,20	2,70	3,00	2,30	3,67	1,90	5,20	7,00	3,70	7,40 ¹⁾	
28	ПС 110 кВ Каменка	110/10	T-1	115/11	6,3	2,30	2,80	5,50 ¹⁾	4,60	4,55	2,00	2,30	3,20 ¹⁾	3,10	2,80	0

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
			T-2	115/11	6,3	4,70	6,30	3,70 ¹⁾	4,30	6,45	3,80	3,40	4,10 ¹⁾	2,50	5,90	
29	ПС 110 кВ Лоо	110/10	T-1	115/11	16	4,20	4,20	5,60	4,60	4,31	5,50	5,80	8,00 ¹⁾	4,70	8,60	0
			T-2	115/11	16	4,80	5,10	6,50	6,70	6,64	6,70	7,20	8,50 ¹⁾	5,70	7,60	
30	ПС 110 кВ Новомихайловская	110/10	T-1	115/11	10	2,30	3,30	3,30	3,90	4,64	5,00	5,20	5,70 ¹⁾	2,00	6,90 ¹⁾	0
			T-2	115/11	10	3,10	5,10	6,90	5,80	6,27	4,60	7,20	9,30 ¹⁾	7,00	9,10 ¹⁾	
31	ПС 110 кВ Туапсе	110/6	T-1	115/6,6	16	9,00	9,80	10,90	8,20	8,35	6,20	10,90 ¹⁾	9,40	6,90	9,30	0
			T-2	115/6,6	16	13,00	13,30	15,10	12,40	10,67	12,20	15,20 ¹⁾	13,20	8,20	12,20	
32	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	40	17,40	18,50	24,00	14,30	22,07	18,30	27,10	29,20 ¹⁾	19,60	38,40 ¹⁾	2,6
			T-2	115/10,5/10,5	40	12,40	14,40	18,50	20,00	16,88	18,70	21,20	24,50 ¹⁾	15,30	26,40 ¹⁾	
Центральный энергорайон																
33	ПС 110 кВ АПК	110/10/10	T-1	115/10,5/10,5	25	12,28	8,49	12,08	6	8,25	12,54	9,96	15,12	5,23	7,85	0
			T-2	115/10,5/10,5	25	13,97	16,33	9,77	16,29	6,12	15,03	17,11	13	17,89	16,03	
34	ПС 110 кВ Бойко-Понура	110/35/10	T-1	115/37,5/10,5	10	5,87	6,34	6,79	6,83	8,23	7,24	7,67	9,06 ¹⁾	7,68	9,54 ¹⁾	0
35	ПС 110 кВ ВНИИрис	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	10,11	11,12	12,26	12,19	14,47	10,90	15,07	11,55	9,57	13,43	0
			T-2	115/38,5/11	16	11,35	2,73	2,51	2,26	2,27	9,45	11,75	2,39	2,90	2,40	
36	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	10,76	12,59	14,16	13,18	16,01	0	10,43	14,70 ¹⁾	10,88	11,98 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/11	16	2,83	3,47	1,49	1,58	4,30	15,42	3,88	2,65 ¹⁾	2,56	10,94 ¹⁾	
37	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	T-1	115/11/6,6	40	13,44	14,23	15,26	12,46	14,75	15,96	21,82	27,21	9,57	25,01	0
			T-2	115/11/6,6	40	14,87	15,26	16,43	14,48	15,01	17,10	19,40	21,34	17,08	19,50	
38	ПС 110 кВ Выселки	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	25	12,80	17,30	13,33	15,10	13,45	21,50	20,00	22,82 ¹⁾	19,39	19,35 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	17,60	13,70	17,50	17,56	17,26	20,00	20,80	14,43 ¹⁾	14,48	20,24 ¹⁾	
39	ПС 110 кВ Дальняя	110/35/6	T-2	115/6,6	10	7,59	6,85	8,1	6,45	5,81	6,93	9,64	10,33	6,62	9,26	0
			T-1	38,5/6,6	10	3,52	4,6	5,16	5,02	6,62	4,60	5,58	7,45	5,10	8,16	
40	ПС 110 кВ Динская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	13,35	14,3	15,51	15,70	14,62	13,10	24,55	16,07	12,87	22,46	0
			T-2	115/38,5/11	25	14,42	14,2	20,51	14,74	16,70	20,48	13,29	22,59	14,97	18,32	
41	ПС 110 кВ Западная-2	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	19,66	21,87	24,03	20,20	20,53	21,93	27,82	26,99	19,65	27,96	0
			T-2	115/38,5/11	40	22,9	24,14	23,02	17,15	21,95	21,17	30,19	26,49	18,76	23,44	
42	ПС 110 кВ Ильская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	7,04	7,07	6,76	6,87	7,78	6,73	6,40	8,35	4,86	5,33	0
			T-2	115/38,5/11	16	12,71	9,44	15,48	13,60	14,36	14,92	16,35	17,43	12,95	12,01	
43	ПС 110 кВ Кореновская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	15,40	14,00	19,38	21,02	21,27	22,50	14,00	23,85 ¹⁾	20,73	24,16 ¹⁾	1,9
			T-2	115/38,5/11	25	12,90	7,60	21,97	22,85	16,75	18,00	13,00	20,59 ¹⁾	16,85	21,69 ¹⁾	
44	ПС 110 кВ Ладожская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	14,00	14,50	12,50	14,13	9,71	11,49	14,40	14,82 ¹⁾	8,51	16,34 ¹⁾	2,2
			T-2	115/38,5/11	16	2,30	2,19	2,29	1,52	2,16	2,80	2,40	8,60 ¹⁾	1,55	10,03 ¹⁾	
45	ПС 110 кВ Мартанская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	10	5,28	5,64	5,66	5,55	4,34	5,15	5,83	5,60	4,52	5,07	0
			T-2	115/38,5/11	10	3,13	2,98	5,01	3,54	5,81	3,19	4,41	3,83	2,85	3,54	
46	ПС 110 кВ Новониколаевская	110/10	T-1	115/10,5	2,5	0,36	0,18	0,39	0,19	0,64	1,09	0,39	1,33	1,13	0,89	0
			T-2	115/10,5	2,5	1,6	2,18	2,51	2,74	2,06	2,25	2,29	1,74	2,19	2,19	
47	ПС 110 кВ Парфюмерная	110/6	T-1	115/6,6	16	7,94	11,62	11,97	9,53	9,45	11,12	12,39	10,72 ¹⁾	7,81	13,77 ¹⁾	0
			T-2	115/6,6	16	6,28	6,78	7,18	6,60	4,02	7,27	9,16	11,84 ¹⁾	4,92	8,77 ¹⁾	
48	ПС 110 кВ Пашковская	110/10/10	T-1	115/11/11	25	15,92	17,37	19,20	14,22	14,63	17,82	20,95	23,52	16,58	21,44	0
			T-2	115/11/11	40	16,00	17,04	18,38	14,71	15,92	21,27	23,67	25,03	16,14	25,05	
49	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	110/35/10	T-1	115/10,5	16	8,81	9,79	8,25	8,69	14,09	11,28	12,61	12,58	7,95	12,3	0
			T-2	115/37,5/10,5	16	3,08	3,01	3,48	3,8	3,54	3,77	6,01	5,62	3,71	4,37	
50	ПС 110 кВ Свинокомплекс	110/35/10	T-1	115/37,5/10,5	16	7,34	8,4	8,43	8,8	8,02	7,57	9,47	12,39 ¹⁾	6,05	7,84	0
			T-2	115/37,5/10,5	16	11,4	7,8	7,48	8,17	7,8	8,93	9,18	7,88 ¹⁾	7,56	10,53	
51	ПС 1110 кВ Северская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	15,23	12,1	7,29	11,69	11,08	13,46	13,39	16,12	9,73	6,90	0
			T-2	115/38,5/11	16	4,58	4,82	8,2	5,55	6,52	5,57	5,59	7,48	4,26	13,84	
52	ПС 110 кВ Старокорсунская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	15,95	16,70	20,91	18,40	14,13	13,93	12,93	16,97	14,36	19,79	0
			T-2	38,5/11	10	3,12	3,70	3,48	4,77	0	4,61	3,36	3,45	2,86	2,61	
53	ПС 110 кВ Тимашевская	110/35/10	T-1	115/37,5/10,5	15	4,44	5,41	5,34	5,4	4,15	5,21	9,87	6,85	5,73	8,64	0
			T-2	115/37,5/10,5	15	11,57	12,46	11,95	13,26	13,19	13,66	14,17	15,11	11,31	12,95	
54	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	T-1	115/6,6	10	5,91	5,9	6,7	6,70	7,76	6,15	8,41	9,90	6,26	8,82	0
			T-2	115/6,6	16	5,7	8,4	8,22	6,16	5,20	4,47	9,70	10,72	4,41	10,85	
55	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	110/35/10/6	T-1	115/6,6/6,6	25	12,69	16,17	18,46	15,44	11,33	9,95	24,18	18,24 ¹⁾	11,15	21,51	0
			T-2	115/6,6/6,6	40	11,62	12,26	19,75	14,02	12,56	15,89	23,44	24,99 ¹⁾	12,75	17,02	
			T-3	115/38,5/11	25	4,52	4,82	4,98	5,70	4,33	5,95	3,36	10,73 ¹⁾	2,79	7,03	

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
Юго-Западный энергорайон																
56	ПС 110 кВ Абинская	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	5,54	5,45	10,26 ¹⁾	7,25	7,18	5,44	8,89	7,59	6,78	13,98	7,86
			T-2	115/38,5/6,6	16	13,76	17,27	19,83 ¹⁾	14,87	13,56	14,42	17,52	9,70	11,83	14,23	
57	ПС 110 кВ Анапская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	23,16	25,66	27,44	26,02	23,42	29,96	36,59	41,48 ¹⁾	25,28	46,76 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/11	40	23,11	28,41	32,54	24,13	28,18	25,58	28,24	37,26 ¹⁾	20,48	35,43 ¹⁾	
			T-3	115/11/11	40	11,06	15,13	19,66	25,73	20,95	12,80	17,28	23,35 ¹⁾	16,77	34,15	
58	ПС 110 кВ Береговая	110/10	T-1	115/11	6,3	3,10	4,77	3,95	3,98	3,63	3,32	3,40	4,56 ¹⁾	1,58	4,66 ¹⁾	0
			T-2	115/11	6,3	1,18	0	2,20	1,59	1,46	2,01	2,04	3,13 ¹⁾	2,82	3,21 ¹⁾	
59	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	110/35/10	T-1	115/36,5/10,5	16	0	12,64	12,73	13,16	13,72	13	16,67 ¹⁾	11,49	9,27	8,84	Отсутствует возможность в связи с реконструкцией на ПС 110 кВ Волна.
			T-2	115/36,5/10,5	16	7,33	5,33	15,17	14,07	9,29	10,2	15,76 ¹⁾	13,08	10,92	16,08	
			T-3	115/36,5	25	15,56	9,39	0	16,29	11,64	10,47	16,88 ¹⁾	19,62	9,49	18,37	
60	ПС 110 кВ Джемете	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	40	16,28	20,57	22,15	21,86	18,04	26,32	30,11	38,53 ¹⁾	19,47	39,66 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/6,6	25	2,95	3,83	4,68	4,24	4,21	4,91	4,90	6,41 ¹⁾	4,10	6,65 ¹⁾	
			T-3	115/38,5/11	25	4,95	5,89	6,75	7,33	3,22	7,83	8,29	13,34 ¹⁾	7,95	14,52 ¹⁾	
61	ПС 110 кВ Джигинская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	25	9,37	9,25	10,21	11,64	9,80	10,30	11,35	10,94	4,23	8,09	8,98
			T-2	115/38,5/11	25	10,70	13,10	14,80	10,98	11,08	13,48	15,19	18,07	9,71	18,89	
62	ПС 110 кВ Дивноморская	110/35/10	T-1	115/11	10	2,46	2,10	4,18	3,83	3,77	7,66	3,50	6,98 ¹⁾	2,05	8,39 ¹⁾	0
			T-2	115/35/11	10	3,99	4,59	4,11	3,90	5,02	5,09	6,92	8,76 ¹⁾	7,78	8,84 ¹⁾	
63	ПС 110 кВ ДСК	110/6	T-1	115/6,6	16	7,88	8,89	9,19	9,50	9,92	0	9,25	13,57 ¹⁾	5,63	12,07 ¹⁾	0
			T-2	115/6,6	10	8,13	9,47	10,79	9,06	8,41	9,64	11,60	11,05 ¹⁾	8,55	12,80 ¹⁾	
64	ПС 110 кВ Забойская	110/35/6	T-1	115/36,5/6,3	10	0	0	0,06	0	1,48	6,06	4,98	7,19	3,62	5,03	0
			T-2	115/36,5/6,3	10	2,08	1,64	2,01	5,4	1,59	3,66	6,81	3,46	5,17	5,26	
65	ПС 110 кВ Красноармейская	110/35/10	T-1	115/36,5/10,5	16	8,09	6,52	7,43	10,73	9,83	9,87	13,08	8,74	7,42	14,2	2,5 МВт (для снятия нагрузки с ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ с отпайками, для недопущения превышения ДДТН)/6 МВт (для запитки потребителей по сети 35 кВ в режиме n-1)
			T-2	115/36,5/10,5	16	9,6	7,84	2,39	11,87	9,77	7,98	15,05	14,2	9,91	14,14	
66	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	110/10	T-1	115/11	6,3	0,40	0,16	0,23	0,54	0,79	0,39	0,20	1,24 ¹⁾	0,42	0,85 ¹⁾	0
			T-2	115/11	10	5,03	5,35	6,03	5,97	5,24	3,94	6,59	7,82 ¹⁾	5,21	8,42 ¹⁾	
67	ПС 110 кВ Пионерская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	40	3,84	3,54	5,70	9,24	7,27	10,44	13,27	23,55	10,06	25,36 ¹⁾	0
			T-2	115/38,5/11	40	3,62	5,00	5,30	7,38	4,98	15,05	14,47	20,38	9,60	27,03	
68	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	110/10	T-1	115/10,5	10	0	2,24	2,99	5,45	5,35	2,02	8,09	9,46	1,7	8,85	4 МВт (при непревышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Славянская)
			T-2	115/10,5	10	7,84	5,32	3,98	2,03	3,01	5,59	3,7	3,23	7,02	3,32	
69	ПС 110 кВ Раевская	110/35/10	T-1	115/38,5/11	16	14,12	14,37	18,04	20,16	16,07	9,76	9,61	11,74	8,98	12,27	0
			T-2	115/38,5/11	16	1,93	8,22	9,26	9,70	12,08	1,98	3,82	4,72	4,24	6,84	
70	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	110/10/6	T-1	115/11/6,6	25	16,5	10,43	11,4	13,35	14,47	14,46	23,52	21,80 ¹⁾	16,46	17,83 ¹⁾	0
			T-2	115/11/6,6	40	16,85	19,21	16,57	17,35	17,29	14,44	24,17	27,13 ¹⁾	13,49	32,33 ¹⁾	
71	ПС 110 кВ Северо-Западная	110/10	T-1	115/11	10	4,88	6,55	7,58	4,63	5,68	4,82	5,73	6,77 ¹⁾	3,76	8,21 ¹⁾	0
			T-2	115/11	10	3,41	3,89	4,35	4,92	4,42	3,69	4,14	5,58 ¹⁾	3,96	4,66 ¹⁾	
72	ПС 110 кВ Славянская	110/35/10	T-1	115/36,5/10,5	25	2,46	14,77	16,87	13,85	18,06	9,25	3,69	21,14	14,32	19,03 ¹⁾	0
			T-2	115/10,5	16	12,95	0	0	0	6,65	0	16,78	0	0	6,96 ¹⁾	
73	ПС 110 кВ Солнечная	110/35/10	T-1	115/38,5/11	6,3	3,82	4,27	5,13	5,49	6,28	4,22	3,96	6,44	3,19	3,24	0
			T-2	115/38,5/11	6,3	4,64	6,07	7,14	6,65	5,24	3,94	5,91	4,93	4,84	5,15	
74	ПС 110 кВ Старотитаровская	110/10	T-1	115/10,5	6,3	6,02	3,83	2,59	6,88	6,15	5,63	2,79	3,32	0,76	5,52 ¹⁾	0
			T-2	115/10,5	6,3	0	2,25	3,68	1,39	0	0	5,21	5,14	5,41	3,10 ¹⁾	
75	ПС 110 кВ Сукко	110/10	T-1	115/11	10	5,27	7,87	9,44	10,51	9,06	7,56	7,66	12,27	7,15	14,39	0
76	ПС 110 кВ Темрюк	110/35/10	T-1	115/36,5/10,5	16	7,27	4,77	4,41	10,01	9,88	4,65	12,34	12,96	7,23	17,25	0
			T-2	115/36,5/10,5	16	7,41	11,39	13,94	6,39	9,07	12,51	13,22	11,02	10,82	17,82	
77	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	110/10	T-1	115/11	25	3,33	5,11	5,85	6,44	7,44	5,72	9,19	12,72	5,38	11,11	0
			T-2	115/11	25	6,12	5,49	8,74	5,23	5,88	10,23	9,83	11,82	9,00	15,30	
78	ПС 110 кВ Ханьковская	110/35/6	T-1	115/36,5/6,3	15	0	0	0	4,3	0	6,65	10,72 ¹⁾	6,92	7,72	11,34 ¹⁾	5,5 МВт (при непревышении ДДТН на ВЛ 110 кВ Славянская-ПТФ с отпайками, трансформаторов на ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Новопетровская)
			T-2	115/36,5/6,3	16	6,63	7,03	7,57	8,68	10,09	4,67	13,05 ¹⁾	15,83	9,52	9,75 ¹⁾	
79	ПС 110 кВ Холмская	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	20	21,64	16,02	9,86	7,35	6,08	6,95	11,32	8,83	6,55	12,95	0

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА (кроме периода низких температур)
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
			Т-2	115/38,5/6,6	15	6,26	7,05	8,04	8,16	7,90	6,03	5,35	6,61	4,57	9,09	
80	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	9,84	11,34	11,23	11,8	13,14	11,55	15	17,43	13,19	16,13	3,5 МВт (при неперевышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ, ПС 110 кВ Славянская, на ВЛ 110 кВ Славянская-ПТФ с отпайками, ДДТН ТТ на РП-10 кВ Славянская)
			Т-2	115/36,5/10,5	10	5,07	5,26	5,96	7,08	7,35	9,06	3,57	4,11	4,58	7,14	
81	ПС 110 кВ Широкая балка	110/10	Т-1	115/11	16	4,03	3,68	4,98	4,23	4,04	6,34	1,89	2,46	2,47	9,49	0
			Т-2	115/11	6,3	3,26	4,65	6,28	6,37	6,39	0	4,92	4,38	3,28	0	
82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	12,72	10,62	12,25	7,72	8,16	13,96	16,54	15,28	7,83	15,70	0
			Т-2	115/11/6,6	25	16,48	16,47	18,43	16,78	14,33	20,15	21,65	26,54	17,67	23,77	

Примечания

1¹⁾ Приведены фактические нагрузки трансформаторов в день иного замера.

2²⁾ Рост нагрузки, обусловлен ремонтной схемой в сети 35 кВ, прилегающей к ПС. При выборе максимальной фактической нагрузки трансформаторов, данные нагрузки не учитывались.

Таблица 18 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	Т-1	ТМТН-6300/110	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	ТДТН-25000/110	1969	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Гулькевичи	Т-1	ТДТН-25000/110	1973	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1973	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Дивная	Т-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1979	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Ейск	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1963	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110-У1	2007	63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-16000/110/35/6	1972	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Ейск-2	Т-1	ТРДН-25000/110/6-6	2013	71	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1993	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ ЖБШ	Т-1	ТДТН-10000/110	1966	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Кушевская	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1963	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1964	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Лабинск-1	Т-1	ТДТН-25000/110	2009	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Лабинск-2	Т-1	ТДН-10000/110	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1992	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Ленинградская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	88	1,2	1,2	1,15	1,05	1	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Моревская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1977	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Мясокомбинат	Т-1	ТДТН-10000/110-70У1	1988	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110-70У1	1982	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
15	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	ТДТН-10000/110 У1	1973	63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110 У1	1979	50	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Отрадная	Т-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1986	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Очистные сооружения	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Павловская	Т-1	ТДТН-16000/110-80У1	1982	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
19	ПС 110 кВ Промзона	T-1	ТДТН-10000/110/10	1990	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/10	1990	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	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
21	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
22	ПС 110 кВ Старощербиновская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1994	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1996	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Тепличная	T-1	ТДН-10000/110	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Сочинский энергорайон												
24	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	T-1	ТАМГ-3200/110/6	1968	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/6	1998	71	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
25	ПС 110 кВ Волконка	T-1	ТДТН-25000/110/10	2023	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110/10/10	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
26	ПС 110 кВ Головинка	T-1	ТМН-6300/110/10	1978	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1982	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Джубга	T-1	ТДН-10000/110/10	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10000/110/10	1984	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Каменка	T-1	ТМН-6300/110/10	2019	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1988	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Лоо	T-1	ТДН-16000/110 У1	2002	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110 У1	2002	63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
30	ПС 110 кВ Новомихайловская	T-1	ТДН-10000/110/10	1991	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1967	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ Туапсе	T-1	ТДН-16000/110/10	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110/10/10	2012	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
Центральный энергорайон												
33	ПС 110 кВ АПК	T-1	ТРДН-25000/110 У1	1987	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	1987	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
34	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
35	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
36	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	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
37	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	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
38	ПС 110 кВ Выселки	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1974	88	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
39	ПС 110 кВ Дальняя	T-1	ТДНС-10000/35/6	1968	100							
		T-2	ТДН-10000/110/6	1991	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Динская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	85	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
41	ПС 110 кВ Западная-2	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	1985	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	78	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
42	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	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
43	ПС 110 кВ Кореновская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2007	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2007	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
44	ПС 110 кВ Ладжская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
45	ПС 110 кВ Мартанская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1982	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1994	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
46	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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
47	ПС 110 кВ Парфюмерная	T-2	ТМН-2500/110-80 У1	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-1	ТДН-16000/110/6	1997	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/6	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
48	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	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
49	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-16000/110/35/10	1985	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
50	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
51	ПС 110 кВ Северская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1984	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
52	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	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
53	ПС 110 кВ Тимашевская	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1969	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
54	ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	ТДН-10000/110/6	1964	88	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
55	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТРДН-25000/110/6	2023	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110/6	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	1986	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Юго-Западный энергорайон												
56	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
57	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	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТРДТН-40000/110/10	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
58	ПС 110 кВ Береговая	T-1	ТМН-6300/110/10	1989	100	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
59	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	1998	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-76У1	1998	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-25000/110-76У1	2011	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
60	ПС 110 кВ Джемете	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	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	2013	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
61	ПС 110 кВ Джигинская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2013	100	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
62	ПС 110 кВ Дивноморская	T-1	ТДН-10000/110/10	1978	75	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
63	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
64	ПС 110 кВ Забойская	T-1	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
65	ПС 110 кВ Красноармейская	T-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1985	78	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
66	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
67	ПС 110 кВ Пионерская	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	2016	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2016	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
68	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТДН-10000/110У1	1982	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110У1	1994	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
69	ПС 110 кВ Раевская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	2000	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	2023	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
70	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	2008	85	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
71	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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
72	ПС 110 кВ Славянская	T-1	ТДТН-25000/110-76 У1	2019	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110-У1	2015	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
73	ПС 110 кВ Солнечная	T-1	ТМН-6300/110/10	1972	100	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
74	ПС 110 кВ Старотитаровская	T-1	ТМ-6300/110	1969	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110-71У	1983	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
75	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
76	ПС 110 кВ Темрюк	T-1	ТДТН-16000/110-У1	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-У1	1997	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
77	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
78	ПС 110 кВ Ханьковская	T-1	ТДТГ-15000/110У1	1961	88	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
79	ПС 110 кВ Холмская	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1964	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТГ-15000/110/35/6	1953	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
80	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	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
81	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
82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	T-1	ТДТН- 25000/110/10/6	1989	100	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 19 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Абинская	2021 / зима	30,09	ПС 110 кВ Абинская	Общество с ограниченной ответственностью «Южные земли»	04.08.2021	20103-21-00656396-1	2024	2,4	0	6	0,24	30,358	30,358	30,358	30,358	30,358	30,358
				ПС 110 кВ Абинская									ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)					
2	ПС 110 кВ Анапская	2023 / лето	116,34	ПС 110 кВ Анапская	Акционерное общество УК «Юг»	16.04.2018	20102-18-00436464-1	2024	4,5	0	10	1,8	122,917	122,917	122,917	122,917	122,917	122,917
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик Прогресс»	06.06.2018	20102-18-00440806-1											
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик Развитие»	16.05.2018	20102-18-00440556-1											
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Актон»	13.08.2018	20102-18-00461286-1											
				ПС 110 кВ Анапская	Общество с ограниченной ответственностью «Вархаус»	24.12.2018	20102-18-00483210-1											

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
13	ПС 110 кВ Восточная	2021 / лето	48,55	ПС 110 кВ Восточная	Федеральное Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский Государственный Университет Физической Культуры, Спорта и Туризма»	21.12.2020	21200-20-00588468-1	2024	1,330	0	10	0,266	49,373	49,373	49,373	49,373	49,373	49,373
					ООО «Организация транспортных систем»	18.12.2014	5-38-14-1165		1,000	0	10	0,4						
					Государственное казенное учреждение «Главное управление строительства Краснодарского края»	29.04.2014	4-38-13-1876		0,750	0	10	0,075						
14	ПС 110 кВ Выселки	2019 / лето	41,5	ПС 110 кВ Выселки	Государственное казенное учреждение «Главное управление строительства Краснодарского края»	30.12.2022	20801-22-00772842-1	2024	0,854	0	6	0,342	42,021	42,021	42,021	42,021	42,021	42,021
					ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	1,895	1,217	0,4; 6	0,068						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,169	0,027	0,4	0,014						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (32 шт.)			2024	0,458	0,01	0,4	0,045						
15	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	2020 / лето	49,31	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ООО «ВЕРП»	21.11.2022	47051-10-22/С-КАВ	2024	0,750	0	10	0,3	50,884	50,884	50,884	50,884	50,884	50,884
					ОАО «РЖД»	21.11.2022	47051-10-22/С-КАВ	2024	2,650	1,900	10	0,375						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,192	0,009	0,4	0,018						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (49 шт.)			2024	1,004	0,037	0,4	0,097						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (68 шт.)			2024	2,452	0,219	0,4; 10	0,223						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (96 шт.)			2024	2,164	0,178	0,4	0,199						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,157	0,01	0,4	0,015						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,132	0	0,4; 10	0,013						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (20 шт.)			2024	0,379	0,027	0,4	0,035						
ТУ для ТП менее 670 кВт (61 шт.)			2024	1,427	0,012	0,4; 10	0,142											
16	ПС 110 кВ Головинка	2023 / лето	9,9	ПС 110 кВ Головинка	ТУ для ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024	0,22	0,02	0,4	0,02	9,922	9,922	9,922	9,922	9,922	9,922
17	ПС 110 кВ Гулькевичи	2021 / лето	40,16	ПС 110 кВ Гулькевичи	Общество с ограниченной ответственностью Мясоперерабатывающее предприятие «Мясторг»	19.07.2021	21200-21-00648298-6	2024	1,000	0,015	35	0,493	41,249	41,249	41,249	41,249	41,249	
				ПС 110 кВ Гулькевичи	Администрация Гулькевичского городского поселения Гулькевичского района	19.02.2024	21200-23-00863798-1	2026	1,000	0	35	0,4						
				ПС 110 кВ Гулькевичи	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,565	0	0,4; 6	0,057						
				ПС 35 кВ Венцы	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,347	0,054	0,4	0,029						
				ПС 35 кВ Николенская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,015	0,003	0,4	0,001						
18	ПС 110 кВ Дальняя	2021 / лето	17,78	ПС 110 кВ Дальняя	-	-	-	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	
19	ПС 110 кВ Джемете	2023 / лето	60,83	ПС 110 кВ Джемете	Индивидуальный предприниматель Бердичевский Георгий Рудольфович	29.10.2018	20102-18-00474452-1	2024	2,766	0	10	0,553	64,454	64,454	64,454	64,454	64,454	64,454

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик Развитие»	04.09.2019	20102-19-00522210-1	2026	4,500	0	10	0,9						
				ПС 110 кВ Джемете	Физ. лицо	18.12.2019	20102-19-00541312-1	2024	2,574	0	10	0,257						
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик ТСК «Каскад»	15.11.2022	20102-22-00770960-1	2026	0,870	0	6	0,174						
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Межсанаторный»	17.02.2023	20102-23-00790450-1	2024	0,938	0	10	0,375						
				ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «ПроШкола №20»	13.07.2023	20102-23-00794432-1	2025	0,714	0	0,4	0,143						
				ПС 110 кВ Джемете	Физ. лицо	25.12.2023	20102-23-00864346-1	2025	1,890	0	10	0,378						
				ПС 110 кВ Джемете	ТУ для ТП менее 670 кВт (181 шт.)			2024	5,673	0,849	0,4-10	0,482						
20	ПС 110 кВ Джигинская	2021 / лето	29,01	ПС 110 кВ Джигинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (123 шт.)			2024	2,773	0,348	0,4; 10	0,243	29,503	29,503	29,503	29,503	29,503	29,503
				ПС 35 кВ Благовещенская	ТУ для ТП менее 670 кВт (41 шт.)			2024	0,764	0,16	0,4	0,06						
				ПС 35 кВ Виноградная	ТУ для ТП менее 670 кВт (86 шт.)			2024	1,399	0,05	0,4; 6	0,135						
				ПС 35 кВ Малый Разнокол	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,075	0,014	0,4	0,006						
				ПС 110 кВ Джубга	ТУ для ТП менее 670 кВт (45 шт.)			2024	2,66	0,648	0,4; 10	0,201						
22	ПС 110 кВ Дивная	2023 / лето	19,38	ПС 110 кВ Дивная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,012	0	0,4	0,001	19,453	19,453	19,453	19,453	19,453	19,453
				ПС 35 кВ Коноково	ТУ для ТП менее 670 кВт (17 шт.)			2024	0,411	0,013	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,383	0,188	0,4	0,02						
				ПС 35 кВ Успенская	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,056	0,003	0,4	0,005						
				ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	09.02.2023	3-34-22-4973	2024	0,800	0	10	0,56						
23	ПС 110 кВ Дивноморская	2023 / лето	17,23	ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	14.02.2023	3-34-22-4598	2024	1,600	0	10	1,12	19,097	19,097	19,097	19,097	19,097	19,097
				ПС 110 кВ Динская	Общество с ограниченной ответственностью «Торгово-Производственная компания Альянстехнолоджи»	22.12.2021	21103-21-00689890-1	2024	4,400	0,400	10	2	43,326	43,326	43,326	43,326	43,326	43,326
ПС 110 кВ Динская	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,695	0,018	0,4; 10	0,068										
ПС 35 кВ Динская	ТУ для ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	0,855	0,064	0,4; 10	0,079										
ПС 35 кВ Кочеты-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,18	0	0,4; 10	0,018										
ПС 35 кВ НС-19	ТУ для ТП менее 670 кВт (34 шт.)			2024	0,5	0,003	0,4	0,05										
ПС 35 кВ Пластуновская	ТУ для ТП менее 670 кВт (34 шт.)			2024	0,8	0,045	0,4; 10	0,076										

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
25	ПС 110 кВ ДСК	2023 / лето	24,87	ПС 110 кВ ДСК	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	02.02.2023	21200-22-00771008-1	2025	4,058	3,331	10	0	26,974	26,974	26,974	26,974	26,974	26,974
				ПС 110 кВ ДСК	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Догма вода»	13.12.2023	20104-23-00860044-1	2025	3,547	0	6	1,419						
				ПС 110 кВ ДСК	Общество с ограниченной ответственностью «Роял Фреш»	09.01.2023	20104-22-00782504-6	2024	1,000	0	6	0,4						
				ПС 110 кВ ДСК	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,763	0,01	0,4; 6	0,075						
26	ПС 110 кВ Ейск	2023 / лето	40,82	ПС 110 кВ Ейск-1	Общество с ограниченной ответственностью Мелькомбинат «Ейский»	28.04.2023	20501-23-00804116-1	2025	4,573	0	6	2,287	32,212	32,212	32,212	32,212	32,212	32,212
				ПС 110 кВ Ейск-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,558	0,55	0,4	0,001						
27	ПС 110 кВ Ейск-2	2023 / лето	22,1	ПС 110 кВ Ейск-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2026	0,625	0	6	0,063	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17
28	ПС 110 кВ ЖБШ	2023 / зима	10,12	ПС 110 кВ ЖБШ	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСТРОЙ»	06.07.2023	21200-23-00819272-1	2024	1,000	0,120	6	0,352	10,534	10,534	10,534	10,534	10,534	10,534
				ПС 110 кВ ЖБШ	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,213	0,003	0,4; 6	0,021						
29	ПС 110 кВ Забойская	2020 / лето	11,79	ПС 35 кВ Проточная	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,03	0,004	0,4	0,003	11,793	11,793	11,793	11,793	11,793	11,793
30	ПС 110 кВ Западная-2	2020 / лето	58,01	ПС 110 кВ Западная-2	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования г. Краснодар «Управление капитального строительства»	21.09.2006	21200-06-000266-3		0,918	0	10	0,367	59,089	59,089	59,089	59,089	59,089	59,089
				ПС 110 кВ Западная-2	ООО «Строительная компания «Хайр»	09.08.2023	21101-23-00825626-1		0,699	0	35	0,28						
				ПС 35 кВ НС-4	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,446	0,08	6-10	0,037						
				ПС 35 кВ Хомуты	ТУ для ТП менее 670 кВт (57 шт.)			2024	3,077	0,205	0,4; 10	0,287						
31	ПС 110 кВ Ильская	2021 / лето	25,78	ПС 110 кВ Ильская	ТУ для ТП менее 670 кВт (57 шт.)			2024	1,152	0,047	0,4	0,111	25,903	25,903	25,903	25,903	25,903	25,903
32	ПС 110 кВ Каменка	2023 / зима	11	ПС 110 кВ Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт (154 шт.)			2024	3,458	0,22	0,4; 10	0,324	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36	11,36
33	ПС 110 кВ Раевская	2022 / зима	29,86	ПС 110 кВ Раевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (729 шт.)			2024	12,589	0,56	0,4; 10	1,203	32,134	32,134	32,134	32,134	32,134	32,134
				ПС 35 кВ Котлома	ТУ для ТП менее 670 кВт (138 шт.)			2024	2,751	0,277	0,4; 10	0,247						
				ПС 35 кВ Раевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (316 шт.)			2024	6,164	0,191	0,4; 6	0,597						
34	ПС 110 кВ Кореновская	2023 / лето	45,85	ПС 35 кВ Кирпильская	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,2	0,005	0,4; 10	0,02	47,922	47,922	47,922	47,922	47,922	47,922
				ПС 35 кВ Кореновский завод сухой сыворотки	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,656	0,4	0,4; 10	0,026						
				ПС 35 кВ Платнировская-2	Общество с ограниченной ответственностью «Бетагран Кубань»	05.03.2015	21200-14-00205404-1	2024	2,500	0,080	10	1,21						
				ПС 35 кВ Платнировская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (18 шт.)			2024	0,416	0,015	0,4; 10	0,04						
				ПС 35 кВ Раздольная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,06	0,003	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Родина	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,07	0,018	0,4	0,005						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Элитная	Общество с ограниченной ответственностью «Кубанская Продуктовая Компания»	30.03.2021	21200-21-00617134-1	2024	2,600	1,500	10	0,55						
				ПС 35 кВ Элитная	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,09	0,011	0,4; 10	0,008						
35	ПС 110 кВ Красноармейская	2023 / лето	28,34	ПС 110 кВ Красноармейская	ТУ для ТП менее 670 кВт (36 шт.)			2024	3,197	1,546	0,4; 10	0,165	28,591	28,591	28,591	28,591	28,591	28,591
				ПС 35 кВ Зеленская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2025	0,93	0,73	10	0,02						
				ПС 35 кВ Мичуринская	ТУ для ТП менее 670 кВт (40 шт.)			2024	0,424	0,016	0,4	0,041						
36	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	2023 / лето	9,27	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	ТУ для ТП менее 670 кВт (51 шт.)			2024	1,178	0,104	0,4; 10	0,107	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389
37	ПС 110 кВ Кущевская	2023 / лето	32,81	ПС 110 кВ Кущевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,439	0	6	0,044	33,084	33,084	33,084	33,084	33,084	33,084
				ПС 35 кВ Глебовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Казачья	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,189	0,011	0,4	0,018						
				ПС 35 кВ Кущевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2024	0,541	0,013	0,4; 10	0,053						
				ПС 35 кВ Новомихайловская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,3	0,09	0,4	0,021						
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,06	0,025	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Полтавченская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,05	0	0,4	0,005						
				ПС 35 кВ Степнянская	ТУ для ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2024	0,731	0,024	0,4	0,071						
ПС 35 кВ Элеватор	ТУ для ТП менее 670 кВт (10 шт.)			2024	0,321	0,02	0,4	0,03										
38	ПС 110 кВ Лабинск-1	2021 / зима	30,13	ПС 110 кВ Лабинск-1	Акционерное общество «Электросети Кубани»	28.12.2023	21200-23-00862686-1	2024	4,109	3,400	10	0	30,28	30,28	30,28	30,28	30,28	30,28
				ПС 110 кВ Лабинск-1	ТУ для ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	3,037	2,435	0,4; 10	0,06						
				ПС 35 кВ Владимирская	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,103	0,007	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Высокая	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,005	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Костромская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,3	0	10	0,03						
				ПС 35 кВ Раздольная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,003	0	0,4	0						
				ПС 35 кВ Семсовхоз	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,103	0,005	0,4	0,01						
				ПС 35 кВ Чамлык	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,026	0,005	0,4	0,002						
ПС 35 кВ Ярославская	ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,252	0,029	0,4	0,022										
39	ПС 110 кВ Лабинск-2	2021 / лето	15,48	ПС 110 кВ Лабинск-2	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002	15,482	15,482	15,482	15,482	15,482	15,482
40	ПС 110 кВ Ладожская	2023 / лето	26,37	ПС 110 кВ Ладожская	ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,632	0,159	0,4	0,047	26,456	26,456	26,456	26,456	26,456	26,456
				ПС 35 кВ Безлесная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Сельхозтехника	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,28	0	0,4	0,028						
41	ПС 110 кВ Ленинградская	2021 / лето	30,1	ПС 110 кВ Ленинградская	ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,344	0,008	0,4	0,034	30,246	30,246	30,246	30,246	30,246	30,246
				ПС 35 кВ Ленинградская	ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,929	0,268	0,4	0,066						
				ПС 35 кВ Родинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (26 шт.)			2024	0,339	0,047	0,4	0,029						
				ПС 35 кВ Соревнование	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Уманская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,01	0,003	0,4	0,001						
42	ПС 110 кВ Лоо	2021 / лето	16,5	ПС 110 кВ Лоо	Общество с ограниченной ответственностью «АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ»	03.07.2024	20203-24-00 918 598-1	2025	4	0,015	10	3,587	20,635	20,635	20,635	20,635	20,635	20,635
				ПС 110 кВ Лоо	ТУ для ТП менее 670 кВт (68 шт.)			2024	1,456	0,113	0,4; 10	0,134						
43	ПС 110 кВ Мартанская	2020 / зима	10,67	ПС 110 кВ Мартанская	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,052	0,003	0,4; 10	0,005	10,756	10,756	10,756	10,556	10,756	10,756
				ПС 35 кВ Бакинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2024	0,26	0,011	0,4	0,025						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Понежукай	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,43	0,015	0,4; 10	0,042						
				ПС 35 кВ Шевченко	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,058	0,007	0,4	0,005						
44	ПС 110 кВ Моревская	2021 / лето	15,46	ПС 110 кВ Моревская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002	15,634	15,634	15,634	15,634	15,634	15,634
				ПС 35 кВ Глебовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Должанская	ТУ для ТП менее 670 кВт (38 шт.)			2024	0,635	0,032	0,4	0,06						
				ПС 35 кВ Кухаревская	ТУ для ТП менее 670 кВт (18 шт.)			2024	0,251	0,028	0,4	0,022						
				ПС 35 кВ Плодоовощ	ТУ для ТП менее 670 кВт (71 шт.)			2024	0,62	0,109	0,4	0,051						
				ПС 35 кВ Путь к коммунизму	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,094	0,009	0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Урожайная	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,105	0	0,4	0,011						
45	ПС 110 кВ Мясокомбинат	2021 / лето	11,54	ПС 110 кВ Мясокомбинат	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	1,029	0,634	6	0,04	11,584	11,584	11,584	11,584	11,584	11,584
46	ПС 110 кВ Новомихайловская	2023 / лето	16	ПС 110 кВ Новомихайловская	Общество с ограниченной ответственностью «Национальная инвестиционная компания»	05.09.2007	21200-07-000559-2	2025	2,040	1,200	10	0,336	16,572	16,572	16,572	16,572	16,572	16,572
				ПС 110 кВ Новомихайловская	ТУ для ТП менее 670 кВт (64 шт.)			2024	1,911	0,122	0,4; 10	0,179						
47	ПС 110 кВ Новониколаевская	2019 / лето	3,34	ПС 110 кВ Новониколаевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,094	0,015	0,4	0,008	3,349	3,349	3,349	3,349	3,349	3,349
48	ПС 110 кВ Октябрьская	2023 / лето	10,74	ПС 110 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,233	0,074	0,4; 10	0,016	10,982	10,982	10,982	10,982	10,982	10,982
				ПС 35 кВ Садовая	Физ. лицо	03.06.2022	21101-22-00730376-1	2024	1,000	0	10	0,2						
				ПС 35 кВ Садовая	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,018	0,003	0,4	0,002						
49	ПС 110 кВ Отрадная	2023 / лето	22,88	ПС 110 кВ Отрадная	ТУ для ТП менее 670 кВт (21 шт.)			2024	0,416	0,045	0,4	0,037	22,996	22,996	22,996	22,996	22,996	22,996
				ПС 35 кВ Благодарная	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,024	0,003	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Малотенгинская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,165	0	0,4	0,017						
				ПС 35 кВ Отрадная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Передовая	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,099	0,033	0,4	0,007						
				ПС 35 кВ Попутная	ТУ для ТП менее 670 кВт (14 шт.)			2024	0,453	0,098	0,4	0,036						
				ПС 35 кВ Удобная	ТУ для ТП менее 670 кВт (4 шт.)			2024	0,031	0,005	0,4	0,003						
50	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2022 / зима	37	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ООО «БЕЛТЕКС»	02.06.2022	4-33-22-1918	2024	0,670	0	10	0,268	37,439	37,439	37,439	37,439	37,439	37,439
				ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,58	0	0,4; 10	0,058						
				ПС 35 кВ Школьная	ТУ для ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	0,709	0,024	0,4; 10	0,069						
51	ПС 110 кВ Павловская	2021 / лето	17,33	ПС 110 кВ Павловская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,011	0,003	0,4	0,001	17,356	17,356	17,356	17,356	17,356	17,356
				ПС 35 кВ Веселовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,1	0,008	0,4; 10	0,009						
				ПС 35 кВ Комсомолец	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,13	0,003	0,4	0,013						
52	ПС 110 кВ Парфюмерная	2021 / лето	22,56	ПС 110 кВ Парфюмерная	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,155	0,02	0,4	0,014	22,576	22,576	22,576	22,576	22,576	22,576
53	ПС 110 кВ Пашковская	2021 / лето	48,55	ПС 110 кВ Пашковская	ООО «МИРТЕХ-КУБАНЬ»	09.09.2021	5-38-21-2778	2024	1,150	0,150	10	0,4	49,094	49,094	49,094	49,094	49,094	49,094
				ПС 110 кВ Пашковская	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	1,146	0,25	0,4; 10	0,09						
54	ПС 110 кВ Пионерская	2023 / лето	52,39	ПС 110 кВ Пионерская	Физ. лицо	10.11.2016	21200-16-00339334-1	2024	2,986	0	10	1,194	55,537	55,537	55,537	55,537	55,537	55,537
				ПС 110 кВ Пионерская	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Клевер»	02.09.2022	20102-22-00758368-1	2024	0,870	0	10	0,348						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Пионерская	Физ. лицо	15.11.2022	20102-22-00770958-1	2026	0,870	0	10	0,174						
				ПС 110 кВ Пионерская	Физ. лицо	25.12.2023	20102-23-00862328-1	2024	0,700	0	10	0,14						
				ПС 110 кВ Пионерская	Индивидуальный предприниматель Янишогло Евгений Федорович	15.07.2021	20102-21-00652948-1	2024	0,800	0	10	0,16						
				ПС 110 кВ Пионерская	ТУ для ТП менее 670 кВт (343 шт.)			2024	6,404	0,565	0,4; 10	0,584						
				ПС 35 кВ Аэропорт	ТУ для ТП менее 670 кВт (101 шт.)			2024	2,82	0,5	0,4; 10	0,232						
55	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	2020 / лето	18,62	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	ТУ для ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,223	0,006	0,4; 10	0,022	18,644	18,644	18,644	18,644	18,644	18,644
56	ПС 110 кВ Промзона	2021 / лето	16,8	ПС 110 кВ Промзона	ТУ для ТП менее 670 кВт (48 шт.)			2024	0,862	0,025	0,4; 10	0,084	16,893	16,893	16,893	16,893	16,893	16,893
57	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	2021 / лето	12,69	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,089	0,005	0,4	0,008	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699	12,699
58	ПС 110 кВ Речная	2023 / лето	34,15	ПС 110 кВ Речная	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,14	0,008	0,4	0,013	34,164	34,164	34,164	34,164	34,164	34,164
59	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	2023 / лето	50,16	ПС 110 кВ РИП	АРТЭНЦ, ООО	01.10.2014	21200-14-00202698-4	2024	2,300	0	10	0,46	52,293	52,293	52,293	52,293	52,293	52,293
				ПС 110 кВ РИП	Физ. лицо	14.01.2016	21200-15-00283038-1	2024	1,350	0	10	0,54						
				ПС 110 кВ РИП	ООО «Краснодарэнерго» ¹⁾	29.11.2021	21200-21-00685806-1	2024	3,200	2,000	6	0						
				ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» ¹⁾	31.08.2023	21200-23-00832039-1	2025	3,250	2,250	10	0						
				ПС 110 кВ РИП	ООО «ЭНСИ»	31.08.2023	21200-23-00832039-1	2024	3,250	1,000	10	0,9						
				ПС 110 кВ РИП	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,2	0	0,4	0,02						
60	ПС 110 кВ Родниковская	2020 / лето	21,39	ПС 110 кВ Родниковская	Закрытое акционерное общество «Оптоворозничная торговая и производственная фирма «Кубаньоптпродторг»	09.06.2023	21003-23-00809590-1	2024	0,670	0	10	0,268	21,74	21,74	21,74	21,74	21,74	21,74
				ПС 110 кВ Родниковская	ТУ для ТП менее 670 кВт (12 шт.)			2024	0,444	0,011	0,4	0,043						
				ПС 35 кВ Константиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,019	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Прохладная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
61	ПС 110 кВ Свинокомплекс	2021 / лето	20,27	ПС 110 кВ Свинокомплекс	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0,005	0,4	0,001	20,338	20,338	20,338	20,338	20,338	20,338
				ПС 35 кВ Искра	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,05	0	0,4	0,005						
				ПС 35 кВ Кубанец	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,1	0,01	0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Медведовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (9 шт.)			2024	0,43	0,02	0,4; 10	0,041						
				ПС 35 кВ Теплицы	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,055	0,003	0,4	0,005						
62	ПС 110 кВ Северо-Западная	2023 / лето	12,87	ПС 110 кВ Северо-Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	3,397	2,897	0,4; 10	0,05	12,926	12,926	12,926	12,926	12,926	12,926
63	ПС 110 кВ Северская	2021 / лето	23,6	ПС 110 кВ Северская	ООО СЗ «Северская»	21.03.2024	21104-24-00881756-1	2026	2,200	0,200	10	0,8	24,704	24,704	24,704	24,704	24,704	24,704
				ПС 110 кВ Северская	ТУ для ТП менее 670 кВт (89 шт.)			2024	1,906	0,265	0,4; 10	0,164						
				ПС 35 кВ Львовская	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,295	0,026	0,4	0,027						
				ПС 35 кВ Новоивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,03	0,003	0,4	0,003						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
64	ПС 110 кВ Славянская	2023 / лето	25,99	ПС 110 кВ Славянская	ТУ для ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	0,079	0	0,4; 10	0,008	26,018	26,018	26,018	26,018	26,018	26,018
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,19	0,019	0,4; 10	0,017						
65	ПС 110 кВ Солнечная	2021 / зима	12,27	ПС 110 кВ Солнечная	ТУ для ТП менее 670 кВт (54 шт.)			2024	1,015	0,176	0,4	0,084	12,724	12,724	12,724	12,724	12,724	12,724
				ПС 35 кВ Абрау-Дюрсо	ТУ для ТП менее 670 кВт (175 шт.)			2024	3,355	0,103	0,4; 10	0,325						
66	ПС 110 кВ Старокорсунская	2021 / зима	24,39	ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Зеленый берег»	28.10.2020	21200-20-00590062-1	2024	1,130	0,400	10	0,292	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29
				ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ. лицо	14.02.2024	21106-24-00874916-1	2026	5,010	0,015	10	4,496						
				ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ. лицо	14.02.2024	21106-24-00874904-1	2026	5,010	0,015	10	4,496						
				ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Комплекс по переработке сельхозпродукции «Дары Кубани»	01.11.2022	21100-22-00768502-1	2024	1,100	0	10	0,44						
				ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ. лицо	26.10.2022	21106-22-00767952-1	2024	4,985	0	110	1,994						
				ПС 110 кВ Старокорсунская	ТУ для ТП менее 670 кВт (172 шт.)			2024	3,787	0,409	0,4; 10	0,338						
				ПС 35 кВ Васюринская	Акционерное общество фирма «Агрокомплекс» им. Н.И. Ткачева	14.12.2021	21103-21-00687458-6	2024	0,850	0	10	0,085						
				ПС 35 кВ Васюринская	ТУ для ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	0,776	0,028	0,4; 10	0,075						
				ПС 35 кВ ЖБИ	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ НС-10	ТУ для ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,999	0,041	0,4; 10	0,096						
				ПС 35 кВ Хутор Ленина	ТУ для ТП менее 670 кВт (29 шт.)			2024	4,474	2,51	0,4; 10	0,196						
67	ПС 110 кВ Старотитаровская	2023 / лето	8,62	ПС 110 кВ Старотитаровская	ТУ для ТП менее 670 кВт (32 шт.)			2024	0,873	0,019	0,4; 10	0,085	8,714	8,714	8,714	8,714	8,714	8,714
68	ПС 110 кВ Старощербиновская	2023 / лето	14,21	ПС 110 кВ Старощербиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт (18 шт.)			2024	1,164	0,103	0,4; 10	0,106	14,347	14,347	14,347	14,347	14,347	14,347
				ПС 35 кВ Нерест	ТУ для ТП менее 670 кВт (16 шт.)			2024	0,152	0,018	0,4	0,013						
				ПС 35 кВ Новоощербиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)			2024	0,036	0	0,4	0,004						
69	ПС 110 кВ Сукко	2023 / лето	14,39	ПС 110 кВ Сукко	ТУ для ТП менее 670 кВт (154 шт.)			2024	3,184	0,235	0,4; 10	0,295	14,718	14,718	14,718	14,718	14,718	14,718
70	ПС 110 кВ Темрюк	2023 / лето	35,07	ПС 110 кВ Темрюк	ООО СЗ ТСК «Каскад»	26.12.2023	5-49-23-4390	2024	0,782	0	10	0,313	35,574	35,574	35,574	35,574	35,574	35,574
				ПС 110 кВ Темрюк	ТУ для ТП менее 670 кВт (46 шт.)			2024	1,444	0,036	0,4; 10	0,141						
71	ПС 110 кВ Тепличная	2023 / лето	9,47	ПС 110 кВ Тепличная	-	-	-	-	-	-	-	-	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
72	ПС 110 кВ Тимашевская	2020 / лето	24,04	ПС 110 кВ Тимашевская	ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)			2024	0,06	0	0,4	0,006	24,053	24,053	24,053	24,053	24,053	24,053
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,005	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Пенькозавод	ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2024	0,045	0	0,4	0,005						
73	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	2023 / лето	26,41	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	Общество с ограниченной ответственностью «Эдельвейс»	14.12.2018	20105-18-00478296-1	2024	3,000	0	10	1,2	28,253	28,253	28,253	28,253	28,253	28,253
				ПС 110 кВ Тонкий Мыс	Общество с ограниченной ответственностью Гольф-клуб «Геледжик Гольф Резорт»	10.12.2021	20105-21-00689870-1	2024	2,772	1,652	10	0,224						
				ПС 110 кВ Тонкий Мыс	Общество с ограниченной ответственностью «Дом Солнца»	20.12.2021	20105-21-00689936-1	2024	1,175	0	10	0,235						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
74	ПС 110 кВ Туапсе	2020 / лето	26,1	ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	29.02.2012	20205-11-00059148-1	2024	1,050	0	6	0	27,112	27,112	27,112	27,112	27,112	27,112
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517848-1	2024	3,158	2,378	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	30.12.2019	20205-19-00522048-1	2024	3,930	2,040	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517824-1	2024	3,062	2,380	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517832-1	2024	3,136	2,380	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517800-1	2024	3,258	2,125	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00518288-1	2024	3,164	1,615	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517814-1	2024	3,930	2,210	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	15.10.2019	20205-19-00517844-1	2024	4,010	2,290	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Акционерное общество «Электросети Кубани» ¹⁾	23.05.2017	21200-17-00377804-1	2024	2,815	1,615	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «Агой-парк»	27.07.2022	20205-22-00742024-1	2024	2,130	0	10	0,852						
ПС 110 кВ Туапсе	ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,598	0,005	0,4-10	0,059										
75	ПС 110 кВ Ханьковская	2020 / лето	23,77	ПС 110 кВ Ханьковская	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,015	0	0,4	0,002	23,772	23,772	23,772	23,772	23,772	23,772
76	ПС 110 кВ Холмская	2019 / зима	27,9	ПС 110 кВ Холмская	ТУ для ТП менее 670 кВт (28 шт.)			2024	0,834	0,05	0,4	0,078	28,077	28,077	28,077	28,077	28,077	28,077
				ПС 35 кВ Элеваторная	ТУ для ТП менее 670 кВт (24 шт.)			2024	0,825	0,012	0,4; 6	0,081						
77	ПС 110 кВ Центральная	2023 / лето	23,27	ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт (11 шт.)			2024	0,21	0,05	0,4	0,016	23,336	23,336	23,336	23,336	23,336	23,336
				ПС 35 кВ НС-12	ТУ для ТП менее 670 кВт (15 шт.)			2024	0,44	0,015	0,4	0,043						
78	ПС 110 кВ Широкая Балка	2021 / зима	11,26	ПС 110 кВ Широкая Балка	Центр специального назначения в области обеспечения безопасности дорожного движения МВД России	28.07.2010	21200-10-00013063-4	2024	0,739	0	10	0,296	11,729	11,729	11,729	11,729	11,729	11,729
				ПС 110 кВ Широкая Балка	ТУ для ТП менее 670 кВт (33 шт.)			2024	1,41	0,155	0,4; 10	0,126						
79	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2021 / лето	20,62	ПС 110 кВ Юго-Восточная	–	–	–	–	–	–	–	–	20,62	20,62	20,62	20,62	20,62	20,62
80	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	2021 / лето	53,96	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	ООО «КЭМЗ»	12.04.2018	21200-18-00435266-1	2024	1,000	0	6	0,4	54,404	54,404	54,404	54,404	54,404	54,404
				ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	3,837	3,537	6	0						
81	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	2023 / лето	64,8	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «АгроТорг»	15.06.2018	20202-18-00445636-1	2025	4,950	0	10	1,98	67,691	67,691	67,691	67,691	67,691	67,691
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Зеркало»	21.07.2022	20202-22-00732450-1	2024	0,774	0	10	0,31						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт (113 шт.)			2024	4,066	0,951	0,4; 10	0,312						
82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	2021 / лето	41,82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик «ЮФОИНВЕСТ»	30.04.2019	20104-19-00502454-1	2024	2,220	0	6	0,888	44,251	44,251	44,251	44,251	44,251	44,251
				ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Общество с ограниченной ответственностью «Строй-Ресурс»	15.01.2020	20104-19-00546324-1	2024	0,800	0	10	0,32						
				ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Публичное акционерное общество «Новоросс-Инвест»	28.09.2021	20104-21-00671064-1	2025	2,300	0	10	0,92						
				ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,6	0	10	0,06						

Примечание – ¹⁾ Заявитель является сетевой компанией, прирост нагрузки не учитывается.

ПС 110 кВ Абинская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.01.2021) и составила 30,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 59 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,86 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 22,23 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 17,2 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,414 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,268 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,09 + 0,268 + 0 - 7,86 = 22,498 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 7,86 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Абинская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19 % (без ТП превышение до 17,2 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Абинская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Абинская расчетный объем ГАО составит 3,528 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,498 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Анапская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 116,34 МВА. В ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{длн}(Т-2)}$, на величину до 26,7 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{длн}(Т-3)}$, на величину до 30,9 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{длн}(Т-1)}$, на величину до 29,2 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{длн}(Т-3)}$, на величину до 28,4 %. В ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{длн}(Т-1)}$, на величину до 26,9 %, нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{длн}(Т-2)}$, на величину до 30,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 23,143 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 6,577 МВА, из них 0,042 МВА приходится на сеть 35 кВ – присоединение перспективной нагрузки к ПС 35 кВ Анапа).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 116,34 + 6,577 + 0 - 0 = 122,917 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарные величины фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышают $S_{\text{длн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после отключения Т-1, на величины до 31 % и 41,2 % соответственно.

Суммарные величины фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышают $S_{\text{длн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после отключения Т-2, на величины до 29,2 % и 28,4 % соответственно.

Суммарные величины фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышают $S_{\text{длн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой

длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после отключения Т-3, на величины до 33,1 % и 16 % соответственно.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Анапская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Анапская расчетный объем ГАО может составить от 17,39 до 18,6 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 122,917 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 32,597 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 кВ 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Андреедмитриевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2023 года и составила 8,79 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 51,7 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 59,7 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 28,9$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,92.

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,665 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,074 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,79 + 0,074 + 0 - 0 = 8,864 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Андреедмитриевская, оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 52,9 % (без ТП превышение до 51,7 %). Нагрузка существующего трансформатора

Т-2 ПС 110 кВ Андреедмитриевская, оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 60,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Андреедмитриевская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Андреедмитриевская расчетный объем ГАО составит 3,068 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 8,864 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ АПК.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 28,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 30,7 %.

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 0,365 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,041 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,12 + 0,041 + 0 - 0 = 28,161 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АПК, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 31 % (без ТП превышение до 30,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АПК ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АПК расчетный объем ГАО составит 6,622 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,161 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Апшеронская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 33,44 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 52 %.

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

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 составляет 26,64 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 20,7 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,984 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,664 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,44 + 0,664 + 0 - 6,8 = 27,304 \text{ МВА.}$$

Таким образом, образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 6,8 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Апшеронская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 24 % (без ТП превышение до 20,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Апшеронская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Апшеронская расчетный объем ГАО составит 5,229 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,304 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 49,72 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 125 %.

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

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение к данной подстанции отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составляет:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,72 + 0 + 0 - 0 = 49,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 125 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ расчетный объем ГАО составит 27,645 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего силового трансформатора Т-1 25 МВА на 40 МВА и установка третьего трансформатора мощностью 40 МВА. Замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности, даже при учете установки третьего трансформатора, обусловлена фактической перегрузкой трансформаторов в нормальном режиме.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и установку третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Береговая.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 7,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 41 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,613 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 7,87 + 0,29 + 0 - 0 = 8,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Береговая, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 47 % (без ТП превышение до 41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Береговая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Береговая расчетный объем ГАО составит 2,597 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Бойко-Понура.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 9,54 МВА. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 8 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,843 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,093 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,54 + 0,093 + 0 - 0 = 9,633 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Бойко-Понура на величину до 9 % (без ТП превышение до 8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бойко-Понура ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае превышения длительно допустимой перегрузки трансформатора на ПС 110 кВ Бойко-Понура расчетный объем ГАО составит 0,804 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,633 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 $S_{\text{длн}}$ при ТНВ +33 °С составляет 8,83 МВА, что менее $S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}$, необходимо заменить существующий силовой трансформатор Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ВНИИрис.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 26,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 95 %.

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 на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,063 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,007 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,82 + 1,007 + 0 - 0 = 27,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ВНИИрис, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 103 % (без ТП превышение до 95 %).

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 14,099 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,83 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 22,92 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 62 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 81 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,129 (0,883).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,153 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,92 + 0,153 + 0 - 0 = 23,073 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе

после отключения Т-1, на величину до 63 % (без ТП превышение до 62 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 8,945 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 23,073 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 5,5 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,6 % от $S_{\text{ддн}}$. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 62 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] и данными в таблице 18 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при $T_{\text{НВ}} + 12,8 \text{ }^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,058 (1,236).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,224 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,025 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 5,5 + 0,025 + 0 - 0 = 5,525 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети), оставшегося в работе после отключения Т-2, на величину до 63 % (без ТП превышение до 62 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские

электрические сети), оставшегося в работе после отключения Т-1, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 70,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 2,141 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 5,525 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 1×3,2 МВА на 1×6,3 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Волконка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 37,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 33 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,084 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,342 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,5 + 0,342 + 0 - 0 = 37,842 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Волконка, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 34 % (без ТП превышение до 33 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волконка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волконка расчетный объем ГАО составит 9,618 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,843 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 41 %.

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 3,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,823 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 44 % (без ТП превышение до 41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ 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 1×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Выселки.

Согласно данным в таблицах 17, 18, 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 превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 78 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 27,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ 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 2,121 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,521 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 41,5 + 0,521 + 0 - 0 = 42,021 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Выселки, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 80 % (без ТП превышение до 78 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выселки ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выселки расчетный объем ГАО составит 18,646 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 42,021 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 25 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 18,646 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Вышестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной 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) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 17 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{длн(Т-3)}}$, на величину до 5 %. В ПАР отключения Т-3 нагрузка оставшихся в работе Т-1 (Т-2) превышает

$S_{\text{ддн}}$, на величину до 40 %. Значения нагрузки 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 $T_{\text{НВ}} + 35,8 \text{ }^\circ\text{C}$ повышенном износе изоляции составляет 1,109.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,916 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,574 МВА, из них 0,804 МВА приходится на центр питания 35 кВ, 0,77 МВА – на шины 10 кВ ПС 110 кВ Вышестеблиевская).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 49,31 + 1,574 + 0 - 0 = 50,884 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Вышестеблиевская, оставшегося в работе после отключения Т-3, на величину до 45 % (без ТП превышение до 40 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Вышестеблиевская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 6 % (без ТП превышение до 5 %). Значения нагрузки трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов приведены при условии совместной работы на сеть 35 кВ оставшихся в работе трансформаторов и условии 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 7,9 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее половины от перспективной расчетной нагрузки ПС 110 кВ Вышестеблиевская в объеме 50,884 МВА, то есть не менее 25,442 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Головинка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 9,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 78 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,022 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,9 + 0,022 + 0 - 0 = 9,922 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Головинка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 78,4 % (без ТП превышение до 78 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Головинка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Головинка расчетный объем ГАО составит 4,359 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,922 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Гулькевичи.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 40,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 87 %.

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 2,855 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,089 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,16 + 1,088 + 0 - 0 = 41,249 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Гулькевичи, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 92 % (без ТП превышение до 87 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гулькевичи ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гулькевичи расчетный объем ГАО составит 19,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 41,249 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 19,75 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/35/6 кВ 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дальняя.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 17,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 107 %.

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, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дальняя, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 107 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дальняя ниже уровня $S_{ддн}$ 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 каждый на трансформаторы 35/6 кВ и 110/6 кВ с мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Джемете.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 60,83 МВА. В ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97 % от $S_{ддн(Т-2)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 18 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 61 % $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 18 %, (при условии перевода питания 4 СШ 10 кВ на Т-3). В ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 74 % от $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97 % от $S_{ддн(Т-2)}$ (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2). Таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение $S_{ддн}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,076 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,624 МВА). Согласно данным таблицы 19 непосредственное присоединение перспективной нагрузки осуществляется к шинам 6 кВ и 10 кВ ПС 110 кВ Джемете, при этом объем перспективной нагрузки с учетом коэффициента набора для нагрузки с $U_{ном} = 10$ кВ составляет 2,801 МВА, с $U_{ном} = 6$ кВ – 0,339 МВА, с $U_{ном} = 0,4$ кВ – 0,484 МВА.

При расчете перспективной нагрузки ПС 110 кВ Джемете 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 нагрузка Т-1 в ПАР отключения Т-3 (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2) составляет 81 % от

$S_{\text{ддн}(T-1)}$, максимальная нагрузка Т-2 в ПАР отключения Т-1 (Т-3), при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2) составляет 99,5 % от $S_{\text{ддн}(T-2)}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. Выявлено возможное максимальное превышение $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3 до 128,9 % в ПАР отключения Т-1 (Т-2) (при условии перевода питания 4 СШ 10 кВ на Т-3).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 60,83 + 3,624 + 0 - 0 = 64,454 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джемете ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Джемете расчетный объем ГАО составит 8,15 МВА.

Следует отметить, что для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической нагрузки за отчетный летний период, выявленной в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составившей 58,28 МВА при ТНВ +35,6 °С, в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн}(T-2)}$ на величину до 1,9 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}(T-3)}$ на величину до 7,9 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 64 % от $S_{\text{ддн}(T-1)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн}(T-3)}$ на величину до 7,9 %, (при условии перевода питания 4 СШ 10 кВ на Т-3). В ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 68 % от $S_{\text{ддн}(T-1)}$, нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн}(T-2)}$ на величину до 1,9 % (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2). Таким образом, при существующих нагрузках и в период высоких температур возможно превышение $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов Т-2 и Т-3.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Джигинская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 29,01 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 5 %.

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.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,98 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 20,03 МВА (72,1 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,439 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,493 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,01 + 0,493 + 0 - 8,98 = 20,523 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 8,98 МВА не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Джигинская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 74 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение 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 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 17,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 94 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,012 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,223 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,1 + 0,223 + 0 - 0 = 17,323 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Джубга, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 96 % (без ТП превышение до 94 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джубга ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джубга расчетный объем ГАО составит 8,494 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,323 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дивная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 19,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 37 %.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,03 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 16,35 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 15,7 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,659 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,073 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19,38 + 0,073 + 0 - 3,03 = 16,423 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,03 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дивная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,2 % (без ТП превышение до 15,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивная расчетный объем ГАО составит 2,295 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,423 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Дивноморская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 17,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 95 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,4 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,867 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,23 + 1,867 + 0 - 0 = 19,097 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дивноморская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 116 % (без ТП превышение до 95 %).

Возможность снижения загрузки 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 10,267 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,097 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Динская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 40,78 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 45 % (85 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С и при нормальном режиме работы (повышенном износе изоляции) составляет 0,883 (1,129).

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 6,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,546 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,78 + 2,546 + 0 - 0 = 43,326 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Динская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 53 % (96 %) (без ТП превышение до 45 % (85 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Динская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Динская расчетный объем ГАО составит 15,1 (21,2) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 43,326 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 21,161 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ДСК.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 24,87 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 182 % (76 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,104 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,87 + 2,104 + 0 - 0 = 26,974 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ ДСК, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 205 % (91 %) (без ТП превышение до 182 % (76 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ДСК ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ДСК расчетный объем ГАО составит 18,145 (12,847) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,974 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 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 40,82 МВА. При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ составила 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) превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 69 % и до 20 % (до 139 %). В ПАР отключения трансформатора Т-3 нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 25 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-2 (Т-1 и Т-3) при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы нагрузки) составит 1,129 (0,883).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,581 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,541 МВА). При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ может составить до 26,381 МВА (1 СШ 6 кВ – до 19,351 МВА или 2 СШ 6 кВ – до 9,581 МВА), а нагрузка 3 СШ 6 кВ – до 19,521 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 40,82 + 2,541 + 0 - 0 = 43,361 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 (Т-1) ПС 110 кВ Ейск, оставшихся в работе после отключения Т-2 (Т-3), на величину до 87 % и до 38 % (до 157 %) (без ТП превышение до 69 % и до 20 % (до 139 %)). Нагрузка существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ейск, оставшегося в работе после отключения Т-3, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 34 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 12,25 (22,2) МВА.

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

– нагрузка трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 87 % и составляет до 26,391 МВА, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности;

– нагрузка трансформатора Т-3 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 38 % и составляет до 19,521 МВА, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-3 на трансформатор большей мощности.

При отключении трансформатора Т-3:

– нагрузка трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 157 % и составляет до 36,331 МВА, 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ейск-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 22,1 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{длн}$, на величину до 56 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{длн}$ и составляет 78 % от $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,129 (0,883).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,625 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,07 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 22,1 + 0,07 + 0 - 0 = 22,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ейск-2, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 57 % (без ТП превышение до 56 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ейск-2, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{длн}$ и составляет 79 % от $S_{длн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск-2 ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Ейск-2 расчетный объем ГАО составит 8,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 22,17 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ЖБШ.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 10,12 МВА, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 93 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} + 8,4$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,091.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,414 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,12 + 0,414 + 0 - 0 = 10,534 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ЖБШ и составляет 97 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 иной замер 2023 года (07.08.2023) и составившей 10,02 МВА, что превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 13 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} + 33$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,88.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,02 + 0,414 + 0 - 0 = 10,434 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ ЖБШ на величину до 18 % (без ТП превышение до 13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ЖБШ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформатора на ПС 110 кВ ЖБШ расчетный объем ГАО составит 1,6 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 10,434 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 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Забойская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 11,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 37,41 %.

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.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,026 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,003 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,79 + 0,003 + 0 - 0 = 11,793 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Забойская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 37,45 % (без ТП превышение до 37,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Забойская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Забойская расчетный объем ГАО составит 3,213 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,793 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Западная-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной 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) превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 31 % (69 %).

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 (1,109).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,855 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,079 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 58,01 + 1,079 + 0 - 0 = 59,089 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Западная-2, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 33 % (72 %) (без ТП превышение до 31 % (69 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Западная-2 расчетный объем ГАО составит 24,77 (14,73) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 59,089 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 24,769 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ильская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила

25,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 87 %.

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 1,105 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,123 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,78 + 0,123 + 0 - 0 = 25,903 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ильская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 88 % (без ТП превышение до 87 %).

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 12,14 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,903 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Каменка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 60 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 8,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,091.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 3,238 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,36 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Каменка, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 65 % (без ТП превышение до 60 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каменка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Каменка расчетный объем ГАО составит 4,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 11,36 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кореновская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 45,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 62 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,9 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 43,95 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 55,7 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,072 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 45,85 + 2,072 + 0 - 1,9 = 46,022 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,9 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кореновская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 63 % (без ТП превышение до 55,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кореновская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кореновская расчетный объем ГАО составит 17,796 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 46,022 МВА. Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 25 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 17,797 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/35/6 кВ 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Красноармейская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 28,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 100,6 %.

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

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 составляет 25,84 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 82,9 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,259 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,251 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,34 + 0,251 + 0 - 2,5 = 26,091 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,5 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Красноармейская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину 84,7 % (без ТП превышение до 82,9 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красноармейская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красноармейская расчетный объем ГАО составит 11,963 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,091 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Крымская ПТФ.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 9,27 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 5 % (67 %).

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,074 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,119 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,27 + 0,119 + 0 - 0 = 9,389 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Крымская ПТФ, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 6 % (69 %) (без ТП превышение до 5 % (67 %)).

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 3,826 (0,559) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 9,389 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Кущевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 32,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 18 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,463 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,274 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,81 + 0,274 + 0 - 0 = 33,084 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Кущевская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 19 % (без ТП превышение до 18 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кущевская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кущевская расчетный объем ГАО составит 5,27 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,084 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лабинск-1.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 30,13 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 10,1 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

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 1,345 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,13 + 0,15 + 0 - 0 = 30,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 10,6 % (без ТП превышение до 10,1 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки 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 2,904 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 30,28 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 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лабинск-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 80 %.

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 0,015 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,48 + 0,002 + 0 - 0 = 15,482 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лабинск-2, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 80 %.

Возможность снижения загрузки 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 15,482 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ладожская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 26,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 87 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,883.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 24,17 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 71,1 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,768 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,086 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,37 + 0,086 + 0 - 2,2 = 24,256 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,2 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ладожская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 72 % (без ТП превышение до 71,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ладожская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ладожская расчетный объем ГАО составит 10,127 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,256 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ленинградская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 30,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 119 %.

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 1,308 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,146 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 30,1 + 0,146 + 0 - 0 = 30,246 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ленинградская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 120 % (без ТП превышение до 119 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ленинградская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ленинградская расчетный объем ГАО составит 16,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,246 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Лоо.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 16,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 93 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и 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 5,328 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,135 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Кубань» в соответствии с ТУ для ТП ООО ««АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ» (договор ТП от 03.07.2024 № 20203-24-00 918 598-1) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО ««АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ» (договор ТП от 03.07.2024 № 20203-24-00 918 598-1) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,5 + 4,135 + 0 - 0 = 20,635 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лоо, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 16,1 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО ««АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ»» (договор ТП от 03.07.2024 № 20203-24-00 918 598-1) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,5 + 0,149 + 0 - 0 = 16,649 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ (без учета договора ТП от 03.07.2024 № 20203-24-00 918 598-1) с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Лоо, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), и составляет 93,7 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного необходимость в реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности подстанции ПС 110 кВ Лоо с заменой существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА) определяется в рамках реализации ТУ для ТП ООО ««АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ»» (договор ТП от 03.07.2024 № 20203-24-00 918 598-1).

ПС 110 кВ Мартанская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 10,67 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 95,6 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,116.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,764 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,085 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,67 + 0,085 + 0 - 0 = 10,755 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мартанская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) и составляет 96,4 %.

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 иной замер 2020 года (07.07.2020) и составившей 10,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора на величину до 19 %.

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,24 + 0,085 + 0 - 0 = 10,325 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мартанская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 20 % (без ТП превышение до 19 %). Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мартанская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мартанская расчетный объем ГАО составит 1,75 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,325 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

ПС 110 кВ Моревская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 15,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 80 %.

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 1,557 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,174 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,46 + 0,174 + 0 - 0 = 15,634 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Моревская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 82 % (без ТП превышение до 80 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Моревская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Моревская расчетный объем ГАО составит 7,033 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,634 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Мясокомбинат.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 11,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 34 %.

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 1,74 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 9,8 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 14 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,395 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,044 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,54 + 0,044 + 0 - 1,74 = 9,844 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,74 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мясокомбинат, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину до 15 % (без ТП превышение до 14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мясокомбинат ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мясокомбинат расчетный объем ГАО составит 1,24 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,844 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Новомихайловская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 81 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,629 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,572 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16 + 0,572 + 0 - 0 = 16,572 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новомихайловская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 88 % (без ТП превышение до 81 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомихайловская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомихайловская расчетный объем ГАО составит 7,742 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 16,572 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Новониколаевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, 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 превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 42,9 %.

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 0,079 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,009 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 3,34 + 0,009 + 0 - 0 = 3,349 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новониколаевская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 43,3 % (без ТП превышение до 42,9 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новониколаевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ 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 3,349 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 10,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 21,6 %.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,43 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 10,31 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 16,8 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,174 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,242 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,74 + 0,242 + 0 - 0,43 = 10,552 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,43 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Октябрьская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину до 19,5 % (без ТП превышение до 16,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Октябрьская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 1,722 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,552 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Отрадная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 22,88 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 62 %.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,98 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 15,9 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 12,5 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,019 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,116 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 22,88 + 0,116 + 0 - 6,98 = 16,016 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 6,98 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Отрадная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину до 13,3 % (без ТП превышение до 12,5 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Отрадная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Отрадная расчетный объем ГАО составит 1,885 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,016 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 17, 18, 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 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 103 %.

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 составляет 26,6 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 45,9 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,935 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,439 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37 + 0,439 + 0 - 10,41 = 27,029 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 10,41 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) на величину до 48 % (без ТП превышение до 45,9 %).

Возможность снижения загрузки 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 8,8 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,029 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 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Павловская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Павловская за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 17,33 МВА, что превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 26 %.

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 3,94 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Павловская не превышает $S_{ддн}$ и составляет 13,39 МВА (97,3 % от $S_{ддн}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,227 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,026 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 17,33 + 0,026 + 0 - 3,94 = 13,416 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,94 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Павловская и составляет 97,5 % от $S_{ддн}$.

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 трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА).

ПС 110 кВ Парфюмерная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 22,56 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$, на величину до 63,9 % (26,9 %).

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 0,135 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,016 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 22,56 + 0,016 + 0 - 0 = 22,576 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Парфюмерная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 64,1 % (27 %) (без ТП превышение до 63,9 % (26,9 %)).

Возможность снижения загрузки 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 8,82 (4,8) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,576 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Пашковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$, на величину до 75 % (9 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,896 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,544 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 48,55 + 0,544 + 0 - 0 = 49,094 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пашковская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 76 % (10 %) (без ТП превышение до 75 % (9 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пашковская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Пашковская расчетный объем ГАО составит 21,32 (4,65) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 49,094 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 24,094 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Пионерская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 52,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 16 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,385 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,147 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,39 + 3,147 + 0 - 0 = 55,537 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Пионерская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 23 % (без ТП превышение до 16 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пионерская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пионерская расчетный объем ГАО составит 10,38 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 55,537 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 40 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 10,377 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 18,62 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{днн}$, на величину до 35,6 % (17 %).

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 0,218 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,024 МВА), подключение к питающим центрам 35 кВ отсутствует.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр1} = (18,62 - 2,56) + 0,024 + 0 - 0 = 16,084 \text{ МВА.}$$

$$S_{персп}^{тр2} = 18,62 + 0,024 + 0 - 0 = 18,644 \text{ МВА,}$$

где 2,56 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-2 за иной замер 07.07.2020.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{днн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 35,8 (17,2) % (без ТП превышение до 35,6 % (17 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская ниже уровня $S_{днн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская расчетный объем ГАО составит 4,92 (2,36) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,084 МВА и 18,644 МВА соответственно 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Промзона.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 16,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 95 %.

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 составляет 10,9 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 26,7 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,837 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,093 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,8 + 0,093 + 0 - 5,9 = 10,993 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5,9 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Промзона, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 28 % (без ТП превышение до 26,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Промзона ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промзона расчетный объем ГАО составит 2,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,993 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 12,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 48 %.

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 составляет 8,69 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 1 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,084 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,009 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,69 + 0,009 + 0 - 4 = 8,699 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 1,2 % (без ТП превышение до 1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 0,1 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 8,699 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Раевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 29,86 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 49 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +6,1 °С и при повышенном износе изоляции составляет 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 20,476 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,274 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,86 + 2,274 + 0 - 0 = 32,134 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Раевская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 61 % (без ТП превышение до 49 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раевская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Раевская расчетный объем ГАО составит 12,135 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,134 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Речная по 10 и 35 кВ за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 34,15 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-3) 110/35/10 кВ

нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 54,7 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,132 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,014 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 34,15 + 0,014 + 0 - 0 = 34,164 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 (Т-2) ПС 110 кВ Речная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-3), на величину до 55 % (без ТП превышение до 54,7 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 или Т-3 на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 12,09 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования 110/35/10 кВ не менее 34,164 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 $S_{\text{длн}}$ при ТНВ +33 °С равной 22,075 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 12,089 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 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 50,16 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 78 % (11 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,133 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 50,16 + 2,133 + 0 - 0 = 52,293 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 85 % (16 %) (без ТП превышение до 78 % (11 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 24,07 (7,133) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 52,293 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 24,068 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/6 кВ 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Родниковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 21,39 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 149 % (56 %).

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 1,137 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,35 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 21,39 + 0,35 + 0 - 0 = 21,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Родниковская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 153 % (58 %) (без ТП превышение до 149 % (56 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Родниковская расчетный объем ГАО составит 13,16 (8,01) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,74 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 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Свинокомплекс.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 20,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 47 %.

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 0,612 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,068 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,27 + 0,068 + 0 - 0 = 20,338 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента

допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Свинокомплекс, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 48 % (без ТП превышение до 47 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Свинокомплекс ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Свинокомплекс расчетный объем ГАО составит 6,58 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,338 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Северо-Западная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 12,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 45,8 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,87 + 0,056 + 0 - 0 = 12,926 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Северо-Западная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 46,4 % (без ТП превышение до 45,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северо-Западная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северо-Западная расчетный объем ГАО составит 4,096 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,926 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Северская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 23,6 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{длн}$, на величину до 72 %.

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 3,937 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,104 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 23,6 + 1,104 + 0 - 0 = 24,704 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Северская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 80 % (без ТП превышение до 72 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северская ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северская расчетный объем ГАО составит 10,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,704 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Славянская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 25,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$, на величину до 15,3 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,028 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 25,99 + 0,028 + 0 - 0 = 26,018 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (25,99 - 5,15) + (0,028 - 0,019) + 0 - 0 = 20,849 \text{ МВА},$$

где 5,15 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1;

0,019 МВА – полная мощность с учетом коэффициента набора энергопринимающих устройств, планируемых к подключению к ПЦ 35 кВ.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Славянская, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 15,4 % (без ТП превышение до 15,3 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Славянская, оставшегося в работе после отключения Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Славянская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Славянская расчетный объем ГАО составит 2,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,849 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.01.2021) и составила 12,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 64,4 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,091 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,454 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,27 + 0,454 + 0 - 0 = 12,724 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 70,4 % (без ТП превышение до 64,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солнечная расчетный объем ГАО составит 5,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,724 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.01.2021) и составила 24,39 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка

оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 29 % (27,5 %).

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 24,719 МВт. Полная мощность планируемых к подключению энергопринимающих устройств с учетом коэффициента набора – 13,898 МВА, из них 0,504 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 24,39 + 13,898 + 0 - 0 = 38,288 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (24,39 - 9,34) + (13,898 - 0,504) + 0 - 0 = 28,444 \text{ МВА},$$

где 9,34 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 за иной замер 2021 года (20.01.2021);

(13,898 – 0,504) – полная мощность с учетом коэффициента набора планируемых к подключению энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Старокорсунская по сети 10 кВ.

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Старокорсунская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 141 % (103 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старокорсунская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Старокорсунская расчетный объем ГАО составит 16,64 (19,41) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить мощность Т-1 не менее 38,288 МВА, а мощность Т-2 не менее 28,444 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.

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 и 35/10 кВ мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Старотитаровская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 8,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 55 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,854 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,094 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,62 + 0,094 + 0 - 0 = 8,714 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Старотитаровская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 56,6 % (без ТП превышение до 55 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старотитаровская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старотитаровская расчетный объем ГАО составит 3,15 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,714 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Старощербиновская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 14,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$, на величину до 61 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,231 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,137 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,21 + 0,137 + 0 - 0 = 14,347 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Старощербиновская, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 62,5 % (без ТП превышение до 61 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старощербиновская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старощербиновская расчетный объем ГАО составит 5,517 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,347 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Сукко.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сукко за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 14,39 МВА, что превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 63 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,949 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,328 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,39 + 0,328 + 0 - 0 = 14,718 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сукко на величину до 67 % (без ТП превышение до 63 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сукко ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{дн}}$ трансформатора на ПС 110 кВ Сукко расчетный объем ГАО составит 5,89 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 14,718 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 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Темрюк.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 35,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 94 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 31,07 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 72 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,504 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 35,07 + 0,504 + 0 - 4 = 31,574 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Темрюк, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 75 % (без ТП превышение до 72 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Темрюк ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Темрюк расчетный объем ГАО составит 13,51 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,574 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Тепличная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Тепличная за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 9,47 МВА, что превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 7 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,47 + 0 + 0 - 0 = 9,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Тепличная превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до составит 7 %.

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 0,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,47 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Тимашевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 24,04 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 75,1 % (86,8 %).

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 0,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,013 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,04 + 0,013 + 0 - 0 = 24,053 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Тимашевская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 75,2 % (86,9 %) (без ТП превышение до 75,1 % (86,8 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тимашевская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Тимашевская расчетный объем ГАО составит 10,32 (11,18) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,053 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 1×15 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Тонкий Мыс.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 26,41 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 93,6 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33 \text{ } ^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,295 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,843 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,41 + 1,843 + 0 - 0 = 28,253 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Тонкий Мыс, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 0,1 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тонкий Мыс ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тонкий Мыс расчетный объем ГАО составит 0,028 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,253 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Туапсе.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 26,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 90 %.

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 2,723 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,012 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,1 + 1,012 + 0 - 0 = 27,112 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Туапсе, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 98 % (без ТП превышение до 90 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туапсе ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туапсе расчетный объем ГАО составит 13,39 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,112 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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Ханьковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года (07.07.2020) и составила 23,77 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 72,6 % (84,7 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 25,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

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) составляет 18,27 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 41,9 % (33 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,015 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,77 + 0,002 + 0 - 5,5 = 18,272 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 5,5 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Ханьковская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 33,1 % (42 %) (без ТП превышение до 33 % (41,9 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ханьковская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ханьковская расчетный объем ГАО составит 4,54 (5,4) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,272 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 1×15 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Холмская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, 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 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 75 % (31 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 12,3$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,062.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,83 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) составляет 23,07 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 44,8 % (8,6 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,597 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,177 МВА).

В соответствии с ТУ для ТП ПАО «Россети Кубань» к электрическим сетям ОАО «РЖД» (договор 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,9 + 0,177 + 0 - 4,83 = 23,247 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4,83 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Холмская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 45 % (9 %) (без ТП превышение до 44,8 % (8,6 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холмская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Холмская расчетный объем ГАО составит 7,32 (2,01) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,247 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 1×20 МВА и Т-2 1×15 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 23,27 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 106 % (29 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

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) составляет 19,77 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 9,4 % (75,1 %).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,585 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,066 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,27 + 0,066 + 0 - 3,5 = 19,836 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,5 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Центральная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 75,7 % (9,8 %) (без ТП превышение до 75,1 % (9,4 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 8,545 (1,771) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,836 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 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Широкая балка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.01.2021) и составила 11,26 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 51 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 59 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -6,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,994 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,469 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,26 + 0,469 + 0 - 0 = 11,729 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Широкая балка, оставшегося в работе после отключения Т-1, на величину до 57 % (без ТП превышение до 51 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Широкая балка, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 62 % от $S_{\text{длн}}$

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 4,263 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-1 рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора Т-2 не менее 11,729 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 1×6,3 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 20,62 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{длн}}$, на величину до 50 % (140 %).

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 Юго-Восточная отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,62 + 0 + 0 - 0 = 20,62 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Юго-Восточная, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), на величину до 50 % (140 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ 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 1×10 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети – КрЭС).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 53,96 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 нагрузка оставшихся в работе трансформаторов Т-1 (Т-3) не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 97,1 % от $S_{\text{дн}}$ (превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 25,5 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-3) при ТНВ +35,6 °С и при повышенном износе изоляции (нормальном режиме работы) 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 1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,444 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Кубань» в соответствии с ТУ для ТП ООО «КЭМЗ» (договор ТП от 12.04.2018 № ИА-03/0019-18) 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, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Южная (КрЭС), оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-2, на величину 26,5 % (без ТП превышение до 25,5 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Южная (КрЭС), оставшегося в работе после отключения наиболее мощного трансформатора Т-2, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 97,9 % от $S_{\text{дн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (КрЭС) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Южная (КрЭС) расчетный объем ГАО составит 5,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР при отключении наиболее мощного трансформатора Т-2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3, с учетом имеющегося Т-1 мощностью 25 МВА, на трансформатор мощностью не менее 26,629 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.

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 мощного трансформатора Т-2 и для исключения неэффективной схемы ПС с двойной трансформацией мощности, рекомендуется выполнить замену существующего 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 1×25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети – СЭС).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года (07.08.2023) и составила 64,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 43 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С и при повышенном износе изоляции составляет 1,129.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,6 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 62,2 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 38 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,839 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,891 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 64,8 + 2,891 + 0 - 2,6 = 65,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,6 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом

коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Южная (СЭС), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 44 % (без ТП превышение до 38 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (СЭС) ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (СЭС) расчетный объем ГАО составит 19,93 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 65,09 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 25,09 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 кВ 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети – ЮЗЭС).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года (20.07.2021) и составила 41,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{длн}$, на величину до 95 %.

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 5,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,431 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 41,82 + 2,431 + 0 - 0 = 44,251 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС), оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 106 % (без ТП превышение до 95 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) ниже уровня $S_{длн}$ 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 1×6,3 МВА.

Схемные решения и мощность трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Кубань»

Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	35/6	T-1	38,5/6,6	10	4,62	6,41	6,04	6,80	6,03	8,33	10,24	9,75	5,20	10,96	0
		35/6	T-2	38,5/6,6	10	3,44	4,41	4,36	5,10	3,72	7,16	7,62	8,54	6,72	12,24	

Таблица 21 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С							
						-20	-10	0	10	20	30	40	
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	T-1	ТДНС-10000/35/6	2007	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		T-2	ТДНС-10000/35/6	2005	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Таблица 22 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	2023 / лето	23,2	ПС 35 кВ Толстый Мыс	ООО «Концессия водоснабжения - Геленджик»	12.02.2024	20105-23-00804796-1	2025	3,1	0,65	10	1,715	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11	25,11

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 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 23,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 121 %.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С для Т-1 и Т-2 – 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,45 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,906 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Кубань» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик» (договор ТП от 12.02.2024 № 20105-23-00804796-1) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ (в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,2 + 1,906 + 0 - 0 = 25,106 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Толстый Мыс, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 139 %.

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 14,61 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 2×40 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.

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 и установкой двух трансформаторов 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 по данным иного замера 2023 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 13,3 МВт и составила 479 (495) А (140 % (144) % от ДДТН и 116 % (120 %) 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 по данным иного замера 2023 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 13,3 МВт составит 479 (477) А (140 % (139) % от ДДТН и 116 % (116 %) 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 расходуется 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 по данным иного замера 2023 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 539 (537) А (157 % (157) % от ДДТН и 131 % (130 %) 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 по данным иного замера 2023 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 454 (454) А (132 % (132) % от ДДТН и 110 % (110 %) от АДТН).

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 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 571 (569) А (166 % (166) % от ДДТН и 139 % (138 %) 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 с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 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 476 (476) А (139 % (139) % от ДДТН и 116 % (116 %) 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 комплекса мероприятий:

- 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;

- сооружение кабельного участка КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь с заходом на ПС 110 кВ Ейск ориентировочной протяженностью 6 км;

- реконструкция ПС 110 кВ Ейск с изменением схемы РУ-110 кВ для подключения вновь сооружаемой ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь;

- установка СКРМ в объеме 6 Мвар (на шинах 6 кВ) на ПС 110 кВ Ейск;

- расширение РУ 110 кВ на ПС 220 кВ Староминская на 1 линейную ячейку для подключения вновь сооружаемой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь.

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(й), – ПАО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия– 2024 год

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

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

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 23 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 23 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 23 – Не принятые 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	ООО «Ростэкэлектросети»	Строительство ПС 110/10 кВ Учреждение с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей за КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (основное КС «ОЭС – Кубань») выполнен анализ режимно-балансовой ситуации на 2029 год.

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

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевмитриевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир).

Энергорайон включает в себя основные генерирующие объекты:

- Адыгейская ВЭС ($P_{уст} = 150$ МВт);
- Адыгейская СЭС ($P_{уст} = 4$ МВт).

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

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

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

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

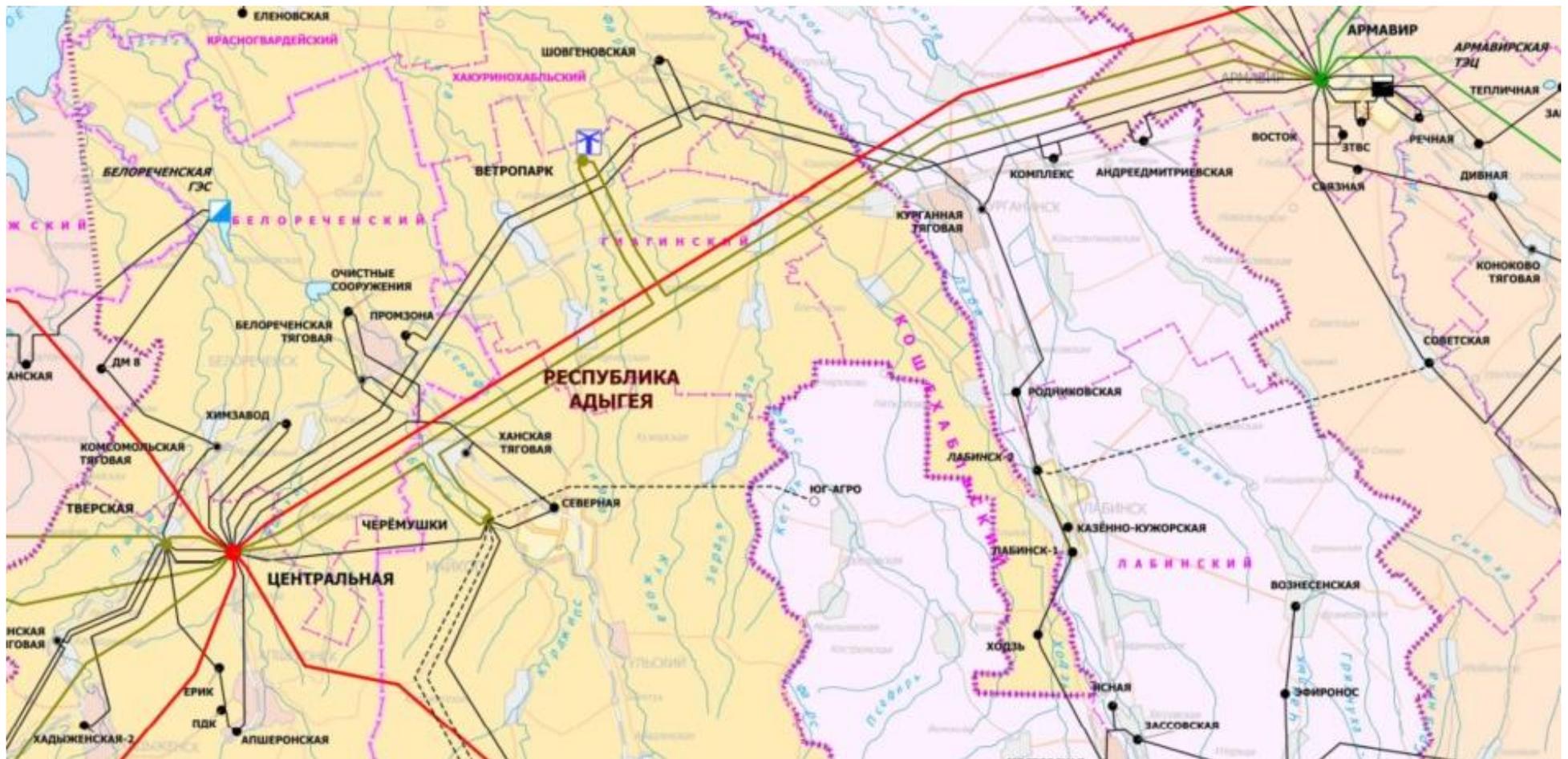


Рисунок 5 – Карта-схема энергорайона за КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

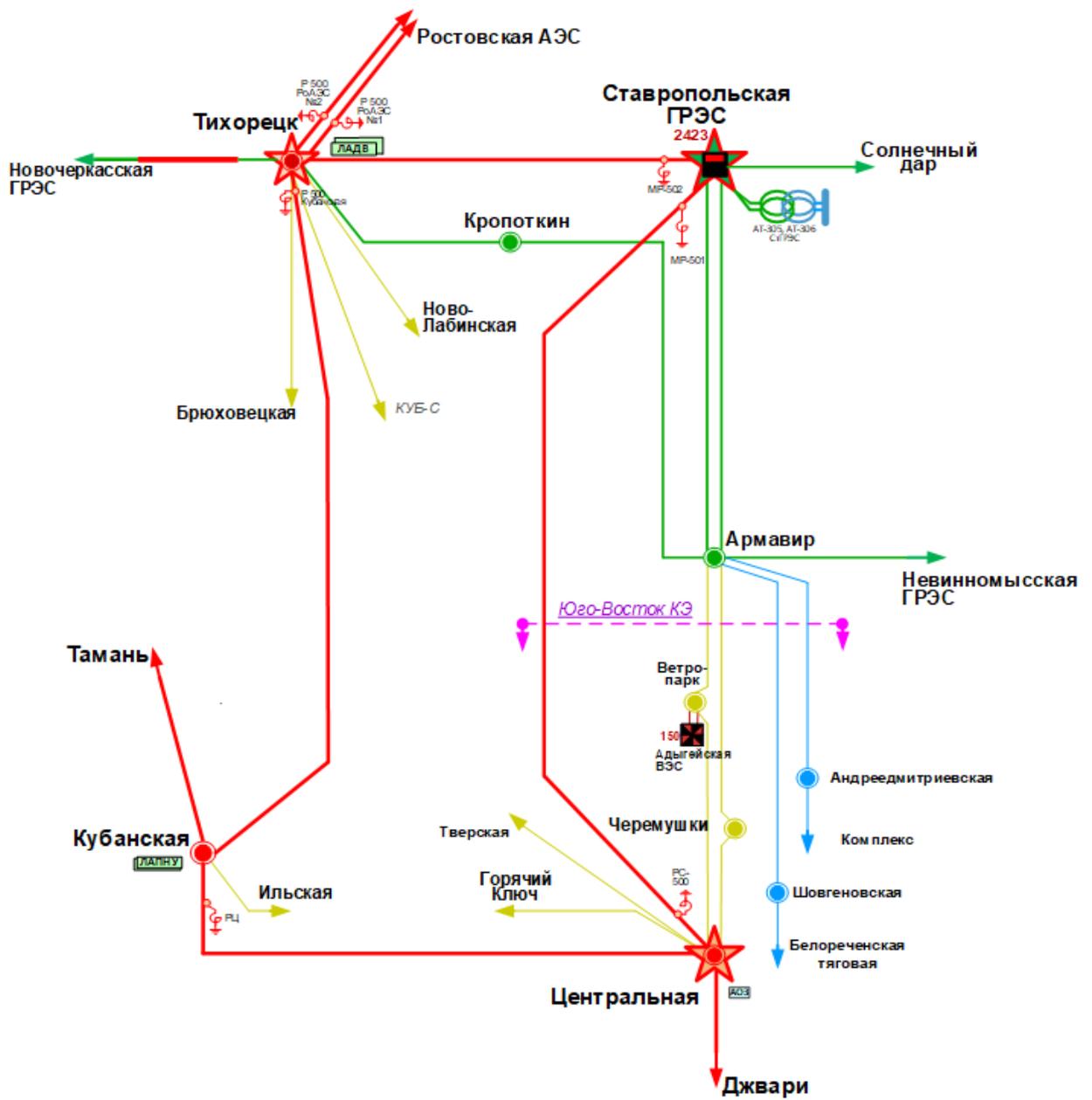


Рисунок 6 – Контролируемое сечение «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

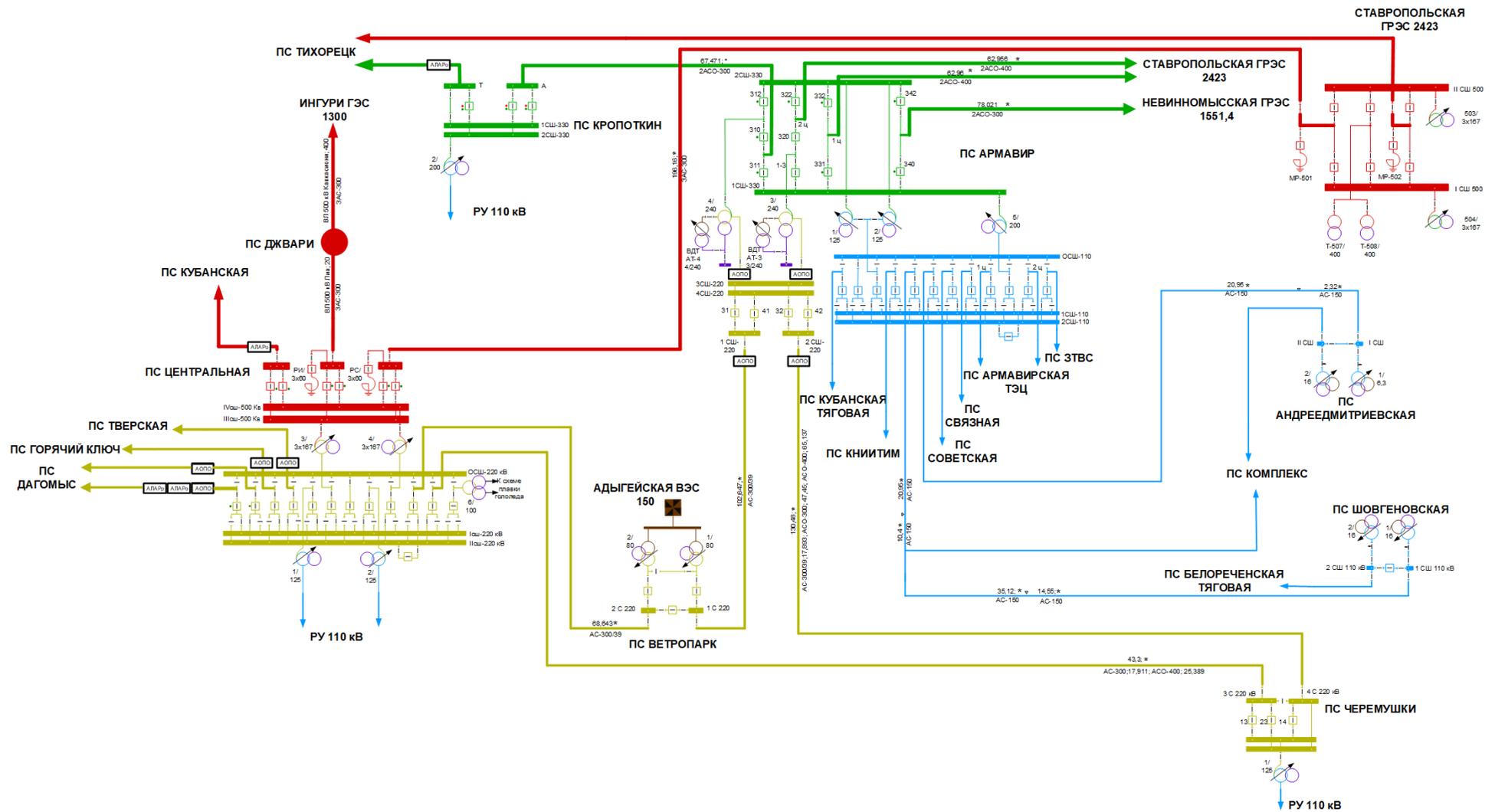


Рисунок 7 – Схема и границы электрических сетей энергорайона

КС «Юго-Восток» является связанным по отношению к основному КС «ОЭС – Кубань». В рамках разработки и утверждения схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы Юго-Западная часть ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» была определена в качестве территории технологически необходимой генерации в связи с выявленным наличием в нормальной и единичной ремонтной схеме не покрываемого дефицита активной мощности.

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края характеризуется летним максимумом потребления мощности. Наиболее критичным с точки зрения режимно-балансовой ситуации является период экстремально высоких температур (ПЭВТ) при ТНВ +35 °С, характеризующийся как дополнительным увеличением потребления мощности, так и дополнительным снижением допустимой токовой нагрузки электросетевых элементов.

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей и сооружения ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк на уровне 2030 года прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в объеме 2426 МВт (2135 МВт располагаемой мощности при температуре наружного воздуха +35 °С).

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

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

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2029 году;
- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани» в 2029 году;
- строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 170 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 году (суммарно 340 МВт);
- восстановление существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт для обеспечения возможности продолжения эксплуатации генерирующего оборудования.

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

–

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

1) КС «Юго-Восток» в составе:

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

2) КС «ОЭС-Кубань» (основное КС, рассматривается в качестве обеспечения баланса мощности с учетом вышеуказанного состава новой генерирующей мощности) в составе:

– ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);

– ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк (планируемая к сооружению) (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк (замер к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Брюховецкая);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

3) КС «Волгоградское в ОЭС Юга» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

– ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Трубная);

– ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);

– ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);

4) КС «Волгоград – Ростов» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

- ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская (замер к шинам 500 кВ Ростовской АЭС);
- ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Шахты);
- ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2 (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Вешенская-2);
- ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково (замер к шинам 220 кВ Ростовской АЭС);
- ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК (замер к шинам 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);
- 5) КС «Кубанское» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №1 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №2 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);
 - ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);
 - ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк (замер от шин 330 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская (замер от шин 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);
 - КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);
 - ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-20);
- 6) КС «Невинномысск» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:
 - ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир;
 - ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Прикубанская (Л-57).

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

- 1) принятые в утвержденной СиПР ЭЭС России 2024–2029 годы:
 - реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5 кВ, АТ-2 330/115/10,5 кВ с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 кВ по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ (2024 год);
- 2) включенные в ТУ для ТП к электрическим сетям:
 - строительство ПС 110 кВ Юг-Агро с трансформатором 110/10 кВ мощностью 40 МВА, строительство ЛЭП 110 кВ Черемушки – Юг-Агро (2023 год, ТУ ООО «Юг-Агро»);

– строительство ПС 110 кВ Плато с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, строительство двух ЛЭП 110 кВ Черемушки – Плато ориентировочной протяженностью 75 км (2023 год, ТУ ООО «Лагонаки»).

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

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

– летнего максимума потребления мощности – для ТНВ +35 °С (для теплого периода с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного 5 °С).

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для этапа 2029 года.

Пропускная способность внешних электрических связей энергорайона определена для:

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

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

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

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

– для ТНВ +35 °С МДП составит 447 МВт (с учетом сооружения ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк) и определяется по критерию ДДТН АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности ПЭВТ при ТНВ +35 °С на этапе 2029 года для выявлено, что в нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

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

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

разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края. Кроме того, в случае дальнейшей разгрузки электростанций энергосистемы Ставропольского края будет происходить превышение МДП и в других контролируемых сечениях.

В случае ремонта ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная и с учетом разгрузки генераторов энергосистемы Ставропольского края на 168 МВт перегрузка КС «Юго-Восток» составит 207 МВт (расчетный переток 654 МВт при $MДП^{+35\text{ }^{\circ}\text{C}} = 447\text{ МВт}$), нагрузка АТ-3, АТ-4 на ПС 330 кВ Армавир составит 123 % (446 А) и 126 % (457 А) соответственно от $I_{ддтн}$ (363 А). Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки составит 107 % (670 А) от $I_{ддтн}$ (625 А).

Для ликвидации превышения МДП КС «Юго-Восток» рекомендуется установка АТ-6 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир, а также замена провода ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки и замена ошиновки на ПС 330 кВ Армавир и ПС 220 кВ Черемушки с $I_{ддтн}^{+35\text{ }^{\circ}\text{C}} = 832\text{ А}$ (для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки и недопущения ограничения МДП с учетом установки АТ-6 330/220/10 кВ на ПС 330 кВ Армавир).

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

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

В качестве альтернативного решения может быть рассмотрено строительство ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная № 2, после реализации которого параметры электроэнергетического режима будут находиться в области допустимых значений.

Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» и расчетов электроэнергетических режимов при ТНВ в ПЭВТ на 2029 год. Приведены в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» для летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2029 год

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

Схема сети	МДП ^{+35 °С}		Расчетный переток 2029 г., МВт
	КС	МВт	
разгрузка генераторов Ставропольской ГРЭС и Невинномысской ГРЭС на 750 МВт (справочно)	Кубанское	2700	3004
	Невинномысск	495	257
Вариант № 1. Установка АТ-6 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА на ПС 330 кВ Армавир, замена провода ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, замена ошиновки на ПС 330 кВ Армавир, ПС 220 кВ Черемушки, ПС 220 кВ Ветропарк			
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	717	687
Вариант № 2. Строительство ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная №2			
Отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	Юго-Восток	1358	1252

Таблица 25 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2029 год

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

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

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

- Республика Калмыкия;
- Ростовская область;
- Краснодарский край;
- Ставропольский край;
- Республика Адыгея;
- Карачаево-Черкесская Республика;
- Кабардино-Балкарская Республика;
- Республика Северная Осетия – Алания;
- Республика Ингушетия;
- Чеченская Республика;
- Республика Дагестан;
- Республика Крым;
- город федерального значения Севастополь;
- Херсонская область;
- Запорожская область;
- Донецкая Народная Республика;
- Луганская Народная Республика.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Ростов», включающим в себя ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2, ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково, ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 26. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

Таблица 26 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистем за КС «Волгоград – Ростов»	19012	19381	19763	20074	20399	20664
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	951	969	988	1004	1020	1033
Потребность в мощности за КС «Волгоград – Ростов»	19963	20350	20751	21078	21419	21697
Располагаемая мощность электростанций	20991	21123	21292	21582	21582	21652
Аварийность максимальная	3638	3638	3638	3638	3638	3638
Аварийность среднестатистическая	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	17353	17485	17654	17944	17944	18014

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1030	-1285	-1516	-1553	-1895	-2103
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1790	-2045	-2276	-2313	-2655	-2863
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	244	279	310	315	362	390
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	2034	2323	2587	2629	3017	3253
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности среднестатистической	-252	-507	-738	-775	-1117	-1325
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	34	69	101	106	152	181
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности среднестатистической	286	576	839	881	1269	1506
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	2799	2562	2350	2329	2003	1808

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичных ремонтной схемах 1030 – 2103 МВт и 1790 – 2863 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» отсутствует.

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», включающим 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» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 27. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 27 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5196	5337	5517	5650	5724	5767
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	260	267	276	283	286	288
Потребность в мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	6305	6454	6643	6783	6860	6905
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5455	5604	5793	5933	6010	6055
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
Располагаемая мощность электростанций	2277	2181	2181	2111	2111	2111
Аварийность максимальная	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1778	1682	1682	1612	1612	1612
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-1108	-1351	-1540	-1750	-1828	-1873
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1664	-1907	-2096	-2306	-2384	-2429
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-938	-1181	-1370	-1580	-1658	-1703
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-1370	-1613	-1802	-2012	-2090	-2135
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	187	220	246	274	285	291
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	1557	1833	2048	2287	2375	2426

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-611	-848	-1028	-1231	-1305	-1348
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	83	116	140	168	178	184
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	694	963	1168	1399	1483	1531

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1108 – 1873 МВт и 1664 – 2429 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2135 МВт в 2030 году.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с учетом строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк составит 1348 МВт в единичной ремонтной схеме в 2030 году.

Кроме того, в целях оптимизации решений по развитию электрических сетей с исключением строительства (реконструкции) дополнительных межсистемных связей 220 кВ (строительство ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская, реконструкция ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск) целесообразно обеспечить покрытие части дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань» за счет размещения Гарантированной генерации в объеме не менее 260 МВт располагаемой мощности на территории северной части Центрального энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, ограниченного электрическими сетями 110 - 220 кВ, прилегающими к ПС 220 кВ Витаминкомбинат, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 110 кВ Кореновская, ПС 110 кВ Динская, ПС 110 кВ Журавская (далее – энергорайон «Северная часть Центральной Кубани»).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Шепси – Дагомыс», включающим в себя КВЛ 220 кВ Центральная – Дагомыс, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Шепси – Аше, ВЛ 110 кВ Шепси – Магри тяговая.

Основные показатели баланса мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 28. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 28 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	930	935	984	1004	978	990
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	47	47	49	50	49	50
Потребность в мощности в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	977	982	1033	1054	1027	1040
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций	376	376	376	317	317	317
Аварийность максимальная	79	79	79	79	79	79
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	297	297	297	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	-95	-101	-152	-231	-204	-217
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной	-438	-444	-495	-574	-547	-560
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	60	61	67	78	75	76
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	498	504	562	652	621	636
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-313	-318	-366	-445	-419	-431
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	43	43	50	61	57	59
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	356	361	416	505	476	490

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 95 – 217 МВт и 438 – 560 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» составит 431 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2025 – 2030 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 29. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается резервирование в размере 5 % от собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 29 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	1780	1816	1854	1891	1929	1967
Дополнительная мощность для резервирования в размере 5 %	89	91	93	95	96	98
Потребность в мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя	2359	2397	2437	2476	2515	2555
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1869	1907	1947	1986	2025	2065
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность максимальная	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности максимальной	1529	1529	1529	1529	1529	1529
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной	20	-18	-57	-96	-136	-176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности максимальной	-291	-329	-369	-408	-448	-488
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности максимальной	291	329	369	408	448	488
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме без учета резервирования и аварийности	-163	-199	-237	-274	-312	-350
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	0	0	0	0	0	0

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации без учета резервирования и аварийности	163	199	237	274	312	350

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистемы 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 2025 года возникает превышение перетоком мощности величины максимально допустимого значения в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2025 – 2030 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 18 – 176 МВт и 291 – 488 МВт соответственно.

В случае неучета фактора аварийности генерирующего оборудования, а также резервирования потребления мощности в размере 5 %, величина дефицита мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя составит 350 МВт в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2030 году.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» 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;
- рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания;
- выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;
- исключения строительства протяженных ЛЭП 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 располагаемой мощностью не менее 2863 МВт (при температуре наружного воздуха +35 °С) в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов». При этом с учетом среднестатистической аварийности генерирующего оборудования в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов», включающей в себя энергосистемы ОЭС Юга за исключением Волгоградской и Астраханской областей, величиной 2100 МВт, суммарный дефицит мощности в ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» может быть снижен до величины 1325 МВт. При этом требуется создание механизма, направленного на выполнение собственниками объектов по производству электрической энергии необходимых мероприятий по

приведению состояния оборудования в нормальное техническое состояние, обеспечивающее непревышение средней аварийности.

С учетом непокрываемого дефицита в Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» необходимо строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 2426 МВт (не менее 2135 МВт располагаемой мощности при температуре наружного воздуха +35 °С) в Юго-Западной части ОЭС Юга.

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

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

- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2029 году;
- строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в энергорайоне «Северная часть Центральной Кубани» в 2029 году;
- строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 170 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 году (суммарно 340 МВт);
- обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

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

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 30 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Краснодарского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 30 – 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	Производство нефтепродуктов	ООО «ОТЭКО-МАК»	0,0	200,0	110	2025 2026 2028	ПС 220 кВ Порт
Более 50 МВт							
2	Производство нефтепродуктов	ООО «ОТЭКО-МАК»	0,0	50,0	110	2028	ПС 220 кВ Вышестеблиевская
3	ПАО «Тоаз»	ПАО «Тоаз»	0,0	50,0	110	2024 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 220 кВ Вышестеблиевская
Более 10 МВт							
4	Жилые комплексы	ООО «Энергосфера»	0,0	40,0	35	2024	Краснодарская ТЭЦ
5	ПС 110 кВ НПС Кропоткинская	АО «КТК - Р»	0,0	33,0	110	2027	ПС 330 кВ Кропоткин
6	ПС 110 кВ Тихорецкая/т, установка дополнительного трансформатора	ОАО «РЖД»	10,0	27,0	110	2024	ПС 500 кВ Тихорецк
7	Гостиничный комплекс	ООО «Обер Хутор»	0,0	25,9	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Спортивная
8	Универсальный перегрузочный комплекс	АО «НСРЗ»	0,0	21,1	10	2024 2025	ПС 110 кВ Судоремонтный завод
9	КТП 27,5 кВ Заявителя, КТП 10 кВ Заявителя	«ФКУ Ространс-модернизация»	0,0	20,2	27,5 10	2029	ПС 110 кВ Гайдук/т

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
10	Строительство автодороги «Обход Адлера»	Государственная компания «Автодор»	0,0	16,6	10	2024	ПС 110 кВ Молдовка
11	Агропромышленный комплекс	ООО «Тамань-Агро»	0,0	12,0	10	2029	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 2025–2030 годов представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	33715	33752	34872	35790	36912	37791	38468
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	37	1120	918	1122	879	677
Годовой темп прироста, %	–	0,11	3,32	2,63	3,13	2,38	1,79
<i>Краснодарский край</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	32055	32075	33102	34004	35113	35989	36658
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	20	1027	902	1109	876	669
Годовой темп прироста, %	–	0,06	3,20	2,72	3,26	2,49	1,86
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	95,1	95,0	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3

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

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

Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется на уровне 36658 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,66 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется в 2028 году и составит 1109 млн кВт·ч или 3,26 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 20 млн кВт·ч или 0,06 %.

Доля Краснодарского края в потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 94,9–95,3 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Краснодарского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 30.

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



Рисунок 8 – 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 населением и в сфере услуг.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>							
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	5094	5213	5371	5535	5656	5745	5793
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	119	158	164	121	89	48
Годовой темп прироста, %	–	2,34	3,03	3,05	2,19	1,57	0,84
Число часов использования максимума потребления мощности (в зимний период), ч/год	6619	6475	6493	6466	6526	6578	6640
СПРАВОЧНО							
Максимум потребления мощности (в летний период), МВт	6108	6173	6364	6563	6712	6830	6882
Годовой темп прироста, %	–	1,06	3,09	3,13	2,27	1,76	0,76
<i>Краснодарский край</i>							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период), МВт	4826	4929	5086	5249	5369	5456	5503
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	103	157	163	120	87	47
Годовой темп прироста, %	–	2,13	3,19	3,20	2,29	1,62	0,86
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период), %	94,7	94,6	94,7	94,8	94,9	95,0	95,0
Число часов использования потребления мощности (в зимний период), ч/год	6485	6506	6508	6479	6540	6596	6661
СПРАВОЧНО							
Максимум потребления мощности Краснодарского края (в летний период), МВт	5805	5848	6037	6235	6383	6499	6550
Годовой темп прироста, %	–	0,74	3,23	3,28	2,37	1,82	0,78

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

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

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

Потребление мощности (в зимний период) Краснодарского края к 2030 году прогнозируется на уровне 5503 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,07 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 163 МВт или 3,20 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2030 году и составит 47 МВт или 0,86 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Краснодарского края в прогнозный период будет более плотным, чем годовой режим потребления в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края. Число часов использования потребления мощности прогнозируется к 2030 году на уровне 6640 ч/год.

Доля Краснодарского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 94,6–95,0 %.

Динамика изменения потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 – 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 период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 403 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	153	–	–	–	250	–	403
ТЭС	–	153	–	–	–	250	–	403

В период 2025–2030 годов предусматривается ввод в эксплуатацию нового крупного энергоблока (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Ударной ТЭС (ПГУ-250).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2025–2030 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 2030 году составит 3466,8 МВт. К 2030 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 34. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, представлена на рисунке 10.

Таблица 34 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	3053,8	3216,8	3216,8	3216,8	3216,8	3466,8	3466,8
ГЭС	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
ТЭС	2932,9	3095,9	3095,9	3095,9	3095,9	3345,9	3345,9
СЭС	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5

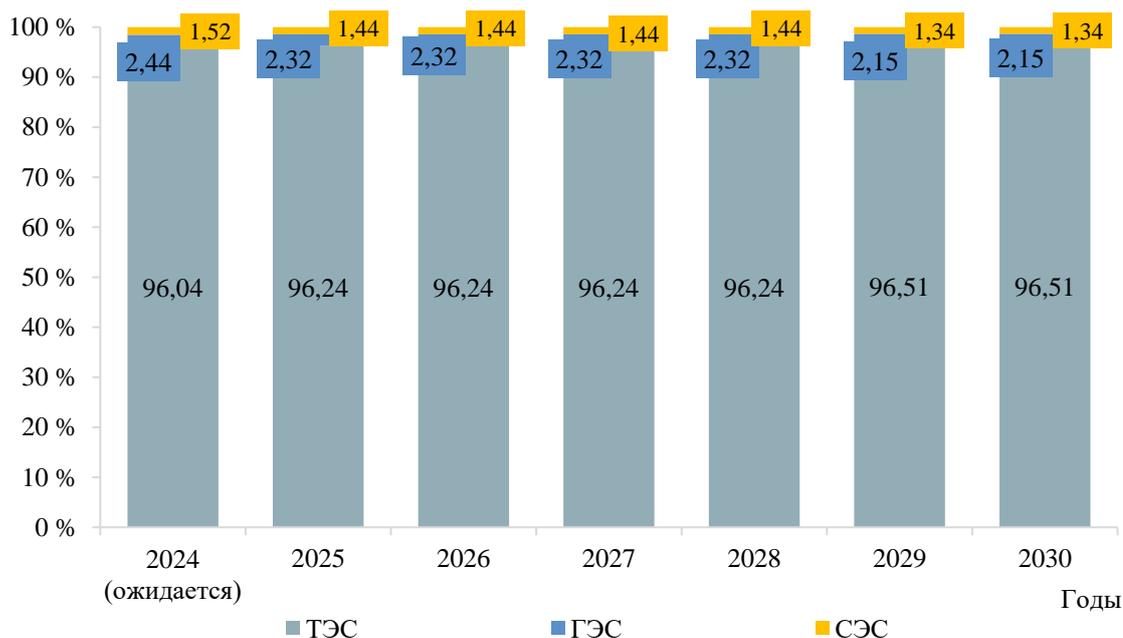


Рисунок 10 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края

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 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
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 потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик», ООО «Краснодарэнерго»
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 потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик», ООО «Краснодарэнерго»
3	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети»	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 потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик», ООО «Краснодарэнерго»
4	Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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
9	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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
12	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ 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
13	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	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 17 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	–	39	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»
17	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 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 потребителей ООО «Краснодарэнерго», АО «Черномортранснефть»
18	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ и АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый 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
19	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 полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	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»
20	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
21	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
22	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	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	0,533	–	–	–	–	–	–	–	0,533	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	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
25	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	–	340	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго», ФКУ «Ространсmodernизация», ООО «Тамань-Агро»

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 36 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 36 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ВЛ 110 кВ Тихорецк – Тихорецкая тяговая	АО «РЖД»	110	км	12	–	–	–	–	–	–	–	12	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	37
2	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		ОАО «РЖД»	10	27
3	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 ¹⁾ , АТ-7 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА ¹⁾ , АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	2×240	–	–	–	–	–	–	–	480	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	–	33
4	Строительство ПС 110 кВ Краснодарэнерго с установкой двух трансформаторов 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Краснодарэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго»	ООО «Краснодарэнерго»	–	50
5	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Краснодарэнерго	ООО «Краснодарэнерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
6	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	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.	ООО «Краснодарэнерго»	–	50
														2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Краснодарэнерго», АО «Черномортранс-нефть»			

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
7	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк	ПАО «Россети Кубань»	500	км	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	ООО «Краснодарэнерго»	–	50
													ООО «Краснодарэнерго», Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктур» (ФКУ «Ространсmodernизация»)	–	20,215	
													ООО «Тамань-Агро»	–	12	
8	Реконструкция ПС 110 кВ Гайдук тяговая с установкой трансформатора Т-3 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктур» (ФКУ «Ространсmodernизация»)	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктур» (ФКУ «Ространсmodernизация»)	Федеральное казенное учреждение «Дирекция государственного заказчика по реализации комплексных проектов развития транспортной инфраструктур» (ФКУ «Ространсmodernизация»)	–	20,215
9	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети Кубань»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик», ООО «Краснодарэнерго»	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)
10	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети Кубань»	220	км	21	–	–	–	–	–	21					
11	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 7,71 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	7,71	–	–	–	–	–	7,71					
12	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 II цепь с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 7,71 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	7,71	–	–	–	–	–	7,71	50				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
13	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 потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
14	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 потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
15	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				
16	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				
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	2,5	–	–	–	–	–	–	2,5				
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	3,1	–	–	–	–	–	–	3,1	Обеспечение технологического присоединения потребителей ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
19	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	7	–	–	–	–	–	–	7				
20	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 потребителей ФКУ Упрдор «Тамань»	ФКУ Упрдор «Тамань»	–	1,5874
21	Сооружение отпайки на ПС 110 кВ Дорожная от ВЛ 110 кВ Славянская – ПАОС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	9	–	–	–	–	–	–	–	9				
22	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 потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	4 (аварийная бронь)	294 (генерация) 20 (аварийная бронь)
23	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе-тяговая II цепь до переходной опоры 110 кВ № 50/1	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
24	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 потребителей ООО «КЭМЗ»	ООО «КЭМЗ»	–	1
25	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 потребителей ООО «КУБ-С»	ООО «КУБ-С»	–	52
26	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				
27	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 потребителей ООО «Национальная Нерудная Компания»	ООО «Национальная Нерудная Компания»	–	0,6
28	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»	330	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5	6,184
29	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 потребителей ООО «Лендстрой», ИП Барсамян Саркис Гирушович	ООО «Лендстрой»	–	4,5
													ИП Барсамян Саркис Гирушович	0,15	0,8	
30	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 потребителей	АО «Новороссийский судоремонтный завод»	–	21,05

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
31	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	2×0,15	–	–	–	–	–	–	–	0,3	АО «Новороссийский судоремонтный завод»			
32	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 потребителей АО «Сад-Гигант»	АО «Сад-Гигант»	–	2,354
33	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				
34	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой автотрансформатора АТ-1 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	–	33
35	Строительство ПС 110 кВ НПС Кропоткинская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80				
36	Строительство ВЛ 110 кВ Кропоткин – НПС Кропоткинская № 1 и ВЛ 110 кВ Кропоткин – НПС Кропоткинская № 2	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	км	–	–	–	–	–	–	–	–	–				
37	Строительство ПС 110 кВ Молдовка с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×20	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей Государственная компания «Автодор»	Государственная компания «Автодор»	–	16,6
38	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Псоу – Кудепста на ПС 110 кВ Молдовка с образованием ЛЭП 110 кВ Псоу – Молдовка и ЛЭП 110 кВ Кудепста – Молдовка	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×1,6	–	–	–	–	–	–	–	3,2				
39	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с увеличением трансформаторной мощности	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения физического лица	Физическое лицо	0,015	4,999
40	Строительство ПС 110 кВ Предгорная	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического	ИП Сикорский Александр Павлович	–	2,2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
41	Строительство ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Предгорная с присоединением отпайкой к ВЛ 110 кВ Северская-Ильская с образованием ВЛ 110 кВ Северская – Ильская с отпайкой на ПС Предгорная	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	0,277	–	–	–	–	–	–	0,277	ИП Сикорский Александр Павлович			
42	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская с увеличением трансформаторной мощности (в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»)	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1,859	0,75
43	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС 110 кВ Северская тяговая (в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»)	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	18,182	2,096
44	Замена на ПС 110 кВ Магри тяговая двух силовых трансформаторов Т1 и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформаторы большей мощности	ОАО «РЖД»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аше Резорт»	ООО «Аше Резорт»	–	4,8
45	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ (в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»)	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик»	ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик»	0,65	2,45

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
46	Реконструкция ПС 110 кВ Протока тяговая с установкой новых трансформаторов (в рамках объекта инвестиционной программы «Комплексная реконструкция участка Котельников-Тихорецкая-Кореновск-Тимашевская-Крымская с обходом Краснодарского узла Северо-Кавказской железной дороги. Строительство второго пути на участке Полтавская-протока»)	ОАО «РЖД»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Кубрента»	ООО «Кубрента»	–	1,3598
47	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с увеличением трансформаторной мощности (в рамках инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань»)	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО Специализированный застройщик «Догма вода»	ООО Специализированный застройщик «Догма вода»	–	3,547

Примечание – ¹⁾ 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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×240	–	240	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	130,48	–	130,48	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	102,647	–	102,647	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	<i>На территории Республики Адыгея (справочно):</i> Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	<i>На территории Республики Адыгея (справочно):</i> Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	<i>На территории Республики Адыгея (справочно):</i> Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк ориентировочной протяженностью 68,643 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	68,643	–	68,643	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	<i>На территории Республики Адыгея (справочно):</i> Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ 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
2	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 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
5	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
6	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
7	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБШ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
9	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
10	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
11	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	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 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
13	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
14	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 новых 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
15	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская 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
16	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная 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	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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
22	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	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 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
24	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
25	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
26	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
27	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
28	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
29	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
30	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
31	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	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 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
33	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
34	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
35	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
36	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки 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
37	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.
38	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
39	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
40	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
41	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская 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
42	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
43	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	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
44	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
45	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
46	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
47	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
48	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	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
49	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
50	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. 3. Обеспечение технологического присоединения физического лица
51	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
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	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	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 потребителей ООО «КЭМЗ»
54	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
55	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		2024–2030
56	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
57	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
58	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
59	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
60	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. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО Специализированный застройщик «Догма вода»
61	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
62	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
63	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
64	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 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
65	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 новых 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
66	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская 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
67	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 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
68	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
69	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 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
70	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
71	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
72	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
73	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 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 Тонкий Мыс 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
75	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	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 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
77	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
78	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
79	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	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
80	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик»
81	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	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
82	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	69,9	–	–	–	–	–	–	69,9	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
83	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением РУ 110 кВ 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

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 2024 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

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

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

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

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

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

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2024 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовых вариантах прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381, (таблица 39).

Таблица 39 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2023	2024
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.04.2024	109,1	108,4

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора

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

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

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

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

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

Таблица 40 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1. Установка на ПС 220 кВ Бужора третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА									
Установка третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Бужора	–	–	–	220/110/10	1×125	–	–	–	506,64
Расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Бужора на две ячейки для подключения третьего автотрансформатора через развилку из двух выключателей	–	–	–	–	–	ОРУ; № 220 – 7/2 яч. (2 выключателя; 4 разъединителя) $I_{дл} = 600 \text{ А}$	–	–	374,62
Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Бужора на одну ячейку	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 12/1 $I_{дл} = 1000 \text{ А}$	–	–	75,36
Итого по варианту №1									956,62
Вариант № 2. Замена на ПС 220 кВ Бужора АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый									
Замена на ПС 220 кВ Бужора АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	–	–	–	220/110/10	2×200	–	–	–	1177,26
Итого по варианту №2									1177,26

Таблица 41 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	956,62	1177,26
То же в %	100 %	123 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	952,56	1153,71
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1288,42	1577,78
То же в %	100 %	122 %

Таблица 42 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	956,62	318,87	318,87	318,87	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 220+ кВ	881,26	293,75	293,75	293,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	75,36	25,12	25,12	25,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
Электрооборудование 220+ кВ	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	952,56	0,00	0,00	0,00	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63
в том числе:																									
Электрооборудование 220+ кВ	863,63	0,00	0,00	0,00	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18	43,18
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	88,92	0,00	0,00	0,00	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1909,18	318,87	318,87	318,87	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63	47,63
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1288,42	318,87	295,25	273,38	37,81	35,01	32,41	30,01	27,79	25,73	23,83	22,06	20,43	18,91	17,51	16,22	15,01	13,90	12,87	11,92	11,04	10,22	9,46	8,76	8,76

Таблица 43 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	1177,26	392,42	392,42	392,42	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	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование 220+ кВ	1177,26	392,42	392,42	392,42	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	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
Электрооборудование 220+ кВ	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1153,71	0,00	0,00	0,00	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
в том числе:																									
Электрооборудование 220+ кВ	1153,71	0,00	0,00	0,00	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	2330,97	392,42	392,42	392,42	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	1577,78	392,42	363,35	336,44	45,79	42,40	39,26	36,35	33,66	31,17	28,86	26,72	24,74	22,91	21,21	19,64	18,18	16,84	15,59	14,44	13,37	12,38	11,46	10,61	10,61

Как видно из таблицы 41, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

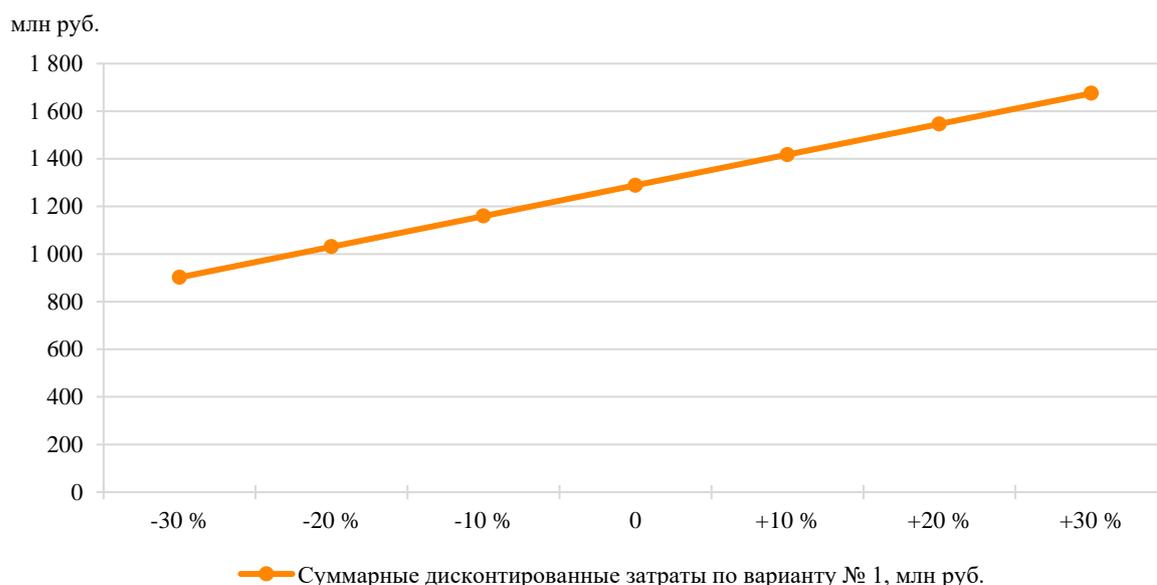
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

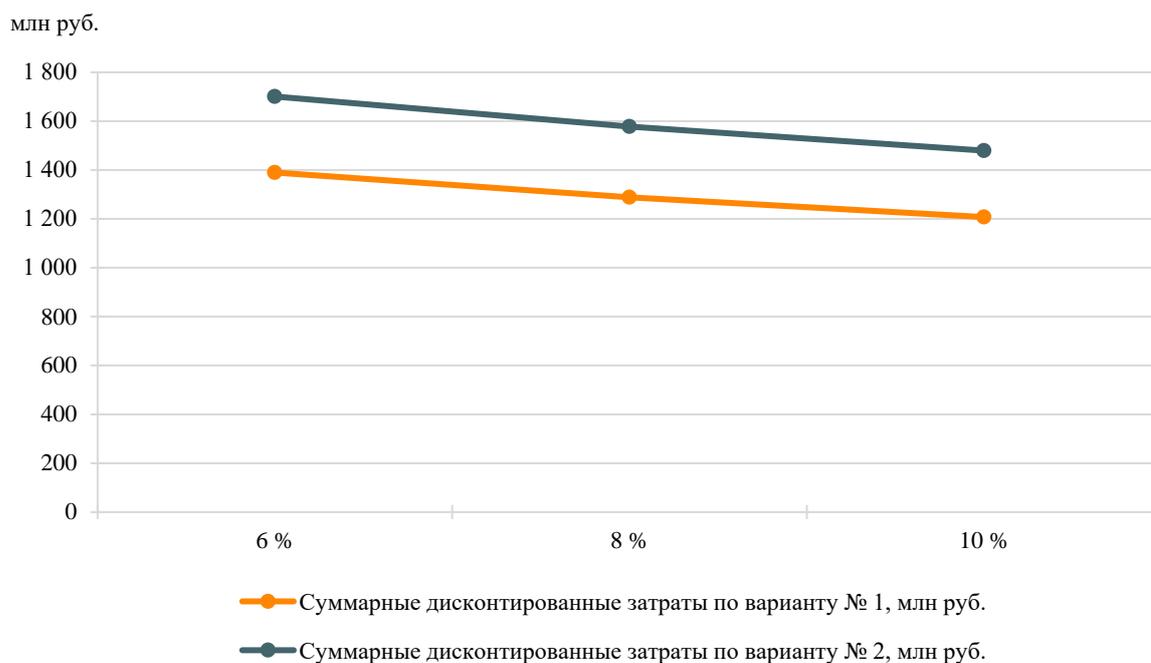
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 11.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	902	1031	1160	1288	1417	1546	1675

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

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



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1390	1288	1207
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1701	1578	1479

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

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 10 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 11 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % варианты № 2 и № 1 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант № 2 становится более экономичным, чем вариант № 1;

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 22 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 23 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Бужора сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 10 %.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по

проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

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

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

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

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

Таблица 44 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2024 г., млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						220 кВ	110 кВ	10 кВ	
Вариант № 1. Установка на ПС 220 кВ Славянская третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА									
Установка третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ 125 МВА на ПС 220 кВ Славянская	–	–	–	220/110/10	1×125	–	–	–	506,64
Расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Славянская на одну ячейку для подключения третьего автотрансформатора в цепочку ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая (дополнение до полуторной цепочки)	–	–	–	–	–	ОРУ; № 220 – 16/1 яч. I _{дл} = 2000 А	–	–	187,32
Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Славянская на одну ячейку	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 13Н/1 I _{дл} = 1000 А	–	75,36
Итого по варианту № 1									769,32
Вариант № 2. Замена на ПС 220 кВ Славянская АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый									
Замена на ПС 220 кВ Славянская АТ-1 и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	–	–	–	220/110/10	2×200	–	–	–	1177,26
Итого по варианту № 2									1177,26

Таблица 45 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	769,32	1177,26
То же в %	100 %	153 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	769,01	1153,71
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1037,39	1577,78
То же в %	100 %	152 %

Таблица 46 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Всего капитальных затрат, млн руб.	769,32	256,44	256,44	256,44	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 220+ кВ	693,96	231,32	231,32	231,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	75,36	25,12	25,12	25,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
Электрооборудование 220+ кВ	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
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 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	769,01	0,00	0,00	0,00	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45
в том числе:																									
Электрооборудование 220+ кВ	680,08	0,00	0,00	0,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00	34,00
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	88,92	0,00	0,00	0,00	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1538,33	256,44	256,44	256,44	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45	38,45
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1037,39	256,44	237,44	219,86	30,52	28,26	26,17	24,23	22,44	20,77	19,23	17,81	16,49	15,27	14,14	13,09	12,12	11,22	10,39	9,62	8,91	8,25	7,64	7,07	7,07

Таблица 47 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Всего капитальных затрат, млн руб.	1177,26	392,42	392,42	392,42	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	0,00	
в том числе на новое строительство:																									
Электрооборудование 220+ кВ	1177,26	392,42	392,42	392,42	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	0,00	0,00
		Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																							
Электрооборудование 220+ кВ	–	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	1153,71	0,00	0,00	0,00	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
в том числе:																									
Электрооборудование 220+ кВ	1153,71	0,00	0,00	0,00	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	2330,97	392,42	392,42	392,42	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
Ставка дисконтирования, %	8,00	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Коэффициент дисконтирования	–	1,00	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	1577,78	392,42	363,35	336,44	45,79	42,40	39,26	36,35	33,66	31,17	28,86	26,72	24,74	22,91	21,21	19,64	18,18	16,84	15,59	14,44	13,37	12,38	11,46	10,61	10,61

Как видно из таблицы 45, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская 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.

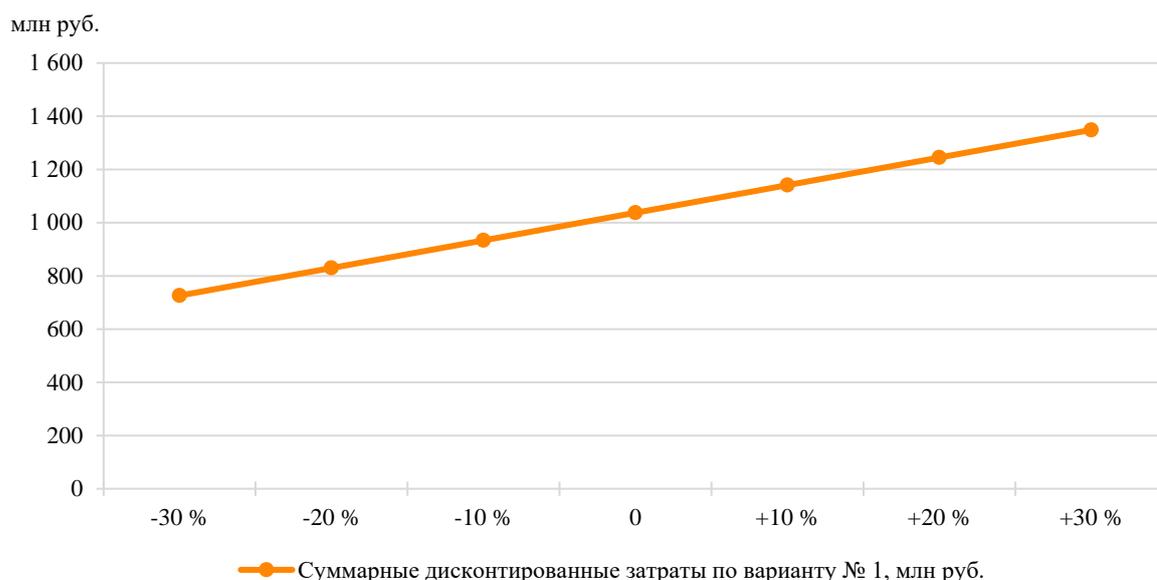
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

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.

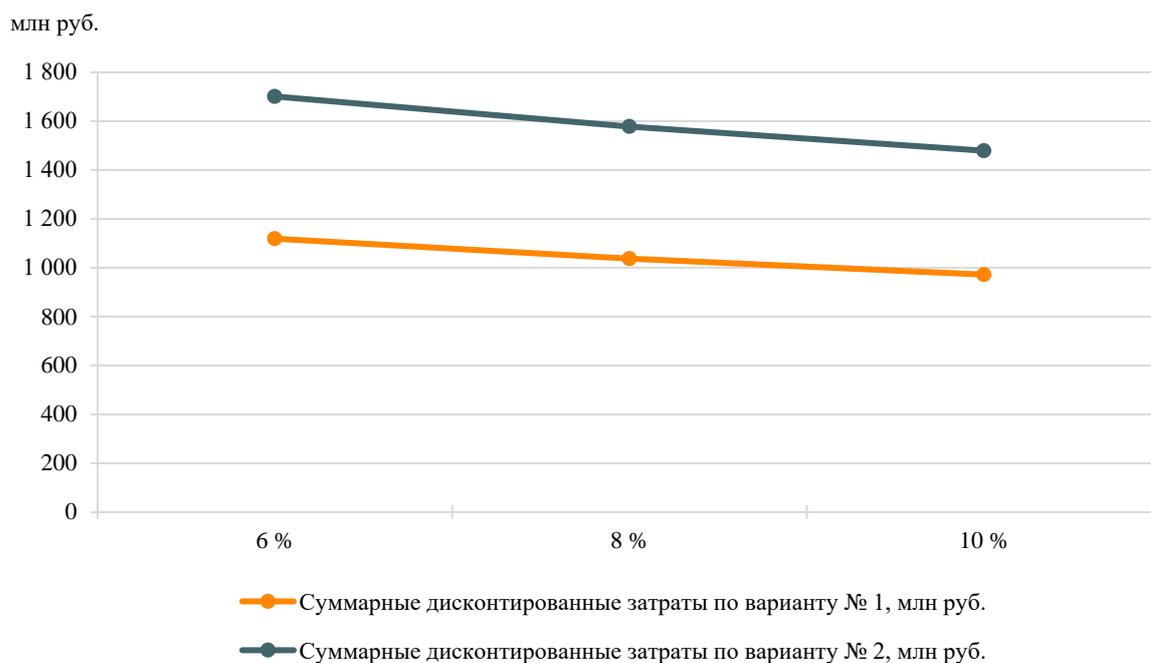
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 13.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	726	830	934	1037	1141	1245	1349

Рисунок 13 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 14.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1119	1037	972
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1701	1578	1479

Рисунок 14 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 30 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 17 %;

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 52 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 52 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки АТ-1(2) на ПС 220 кВ Славянская сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»

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

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

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

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

Таблица 48 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток»

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

Таблица 49 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

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

Таблица 50 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

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

Таблица 51 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» в ценах 4 кв. 2024 года, без НДС

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

Как видно из таблицы 49, наиболее экономичным вариантом для увеличения пропускной способности КС «Юго-Восток» является вариант № 1.

Вариант № 1 рекомендуется к реализации.

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

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

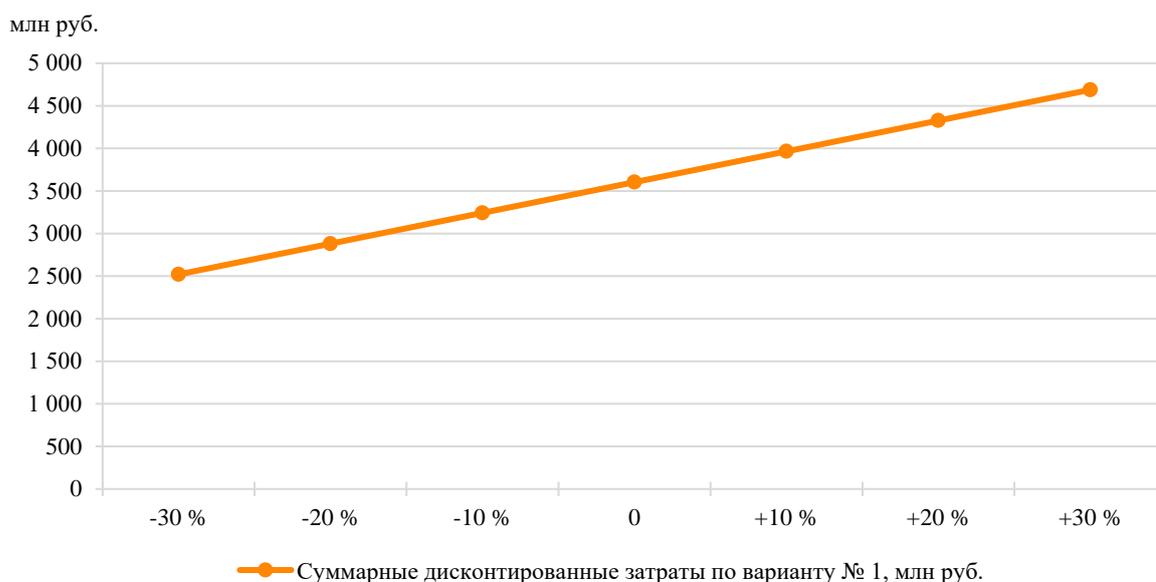
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

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

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

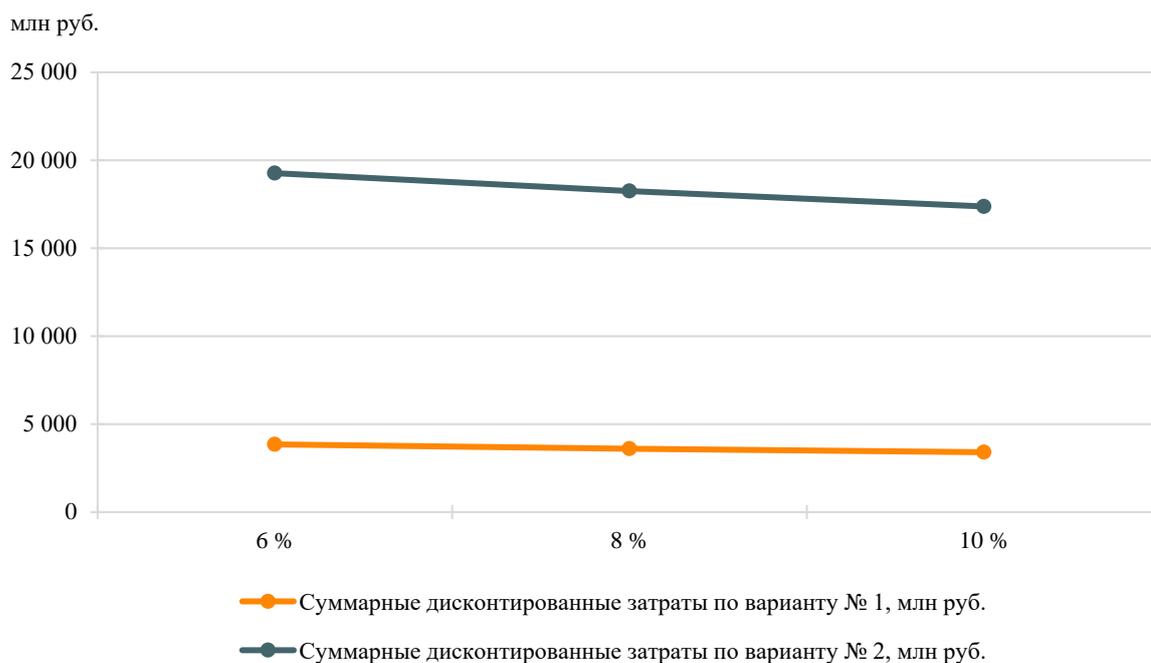
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 15.



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

Рисунок 15 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 16.



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

Рисунок 16 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

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

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

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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:

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

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

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

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

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

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

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

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Краснодарского края по годам представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Краснодарского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	35411	44479	51902	11400	10862	8436	–	162490

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [9] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории рассматриваемых субъектов осуществляют свою деятельность 32 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северный Кавказ» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 78 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов) и АО «ЭлектросетиКубани» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 14 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

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

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

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

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [10].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

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

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 53.

Таблица 53 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 29.11.2023 № 32/2023-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

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

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

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 55.

Таблица 55 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	39742	40660	8481	11351	9401	9401
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	30877	32680	699	1950	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	20074	94416	12950	15762	12973	12973

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 56 и на рисунке 17.

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

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

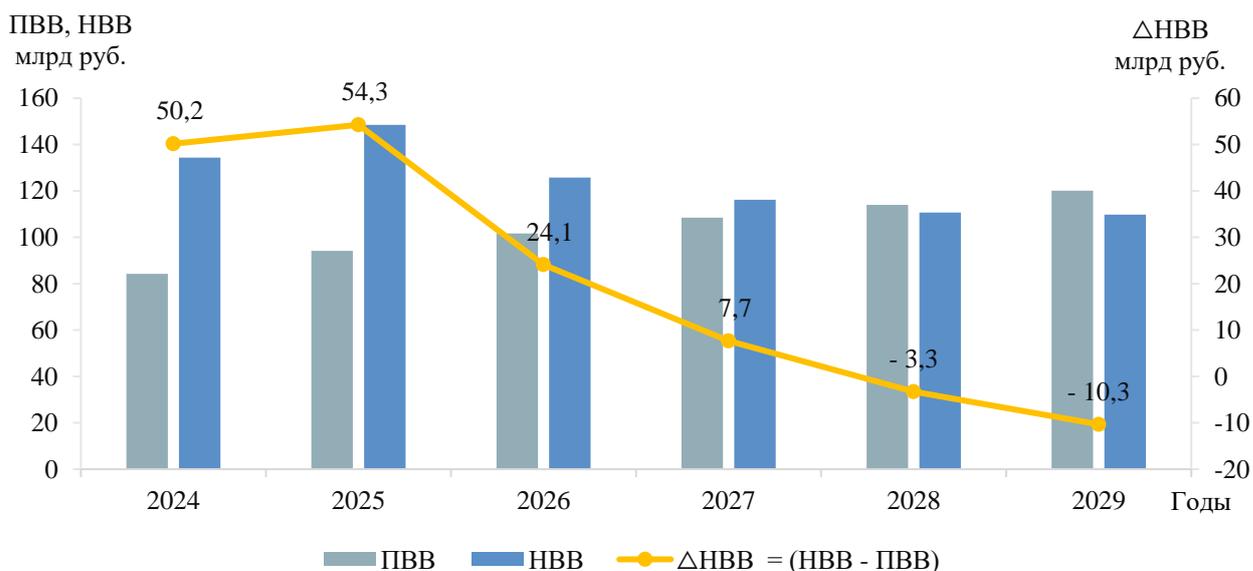


Рисунок 17 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 56, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

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

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 18.

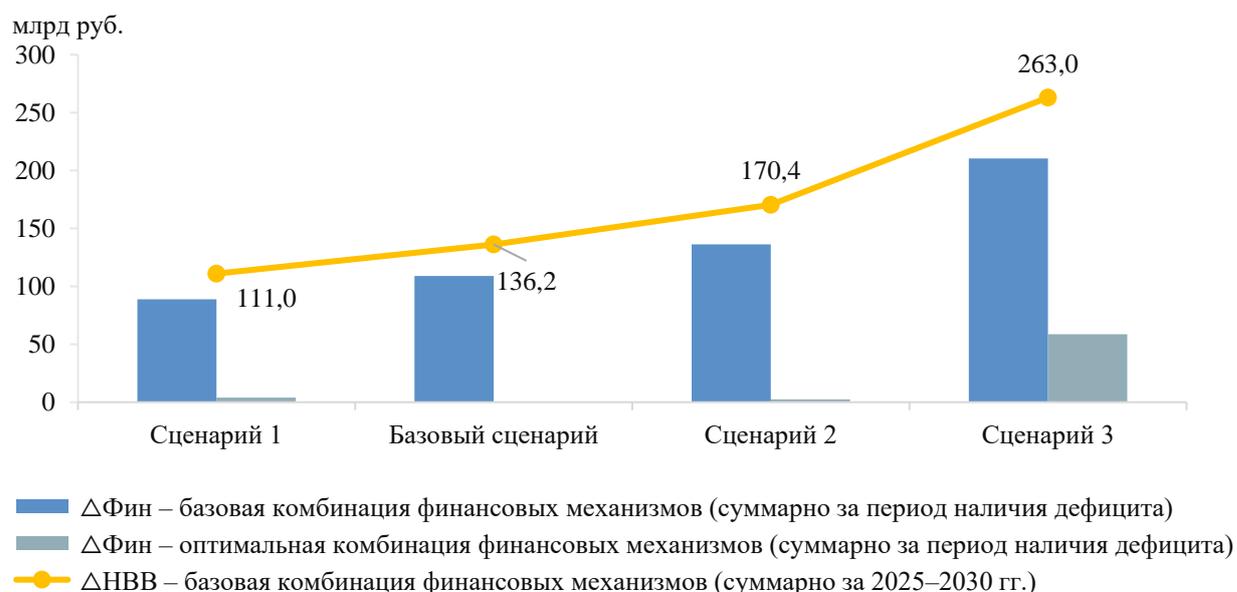


Рисунок 18 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 57.

Таблица 57 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	30 %	52 %	65 %	84 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 18, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 1 (таблица 57) за счет изменения финансовых механизмов. В остальных сценариях возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию 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 2030 году в объеме 36658 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,66 %.

Потребление мощности (в зимний период) Краснодарского края к 2030 году прогнозируется на уровне 5503 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,07 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Краснодарского края в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6478–6661 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 403 МВт на ТЭС.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2025–2030 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 2030 году составит 3466,8 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 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 977,6554 км, трансформаторной мощности 6045,9 МВА

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

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

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

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

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

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

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Краснодарского края														
Белореченская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			-										
		1	PO-45-B-265		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		3	PO-45-B-265		24,0	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		
Краснополянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			-										
		1	PO-115-B-123		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
		2	PO-115-B-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
		3	PO-115-B-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
		4	PO-115B-123		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
Установленная мощность, всего		-	-		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	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»			Газ, мазут, дизельное топливо										
		6	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	T-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2025 г.
		8	T-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2025 г.
		9	T-145/160-130		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	
Установленная мощность, всего		-	-		1025,0	1025,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0		
ТЭЦ ЕвроХим-БМУ	ООО «ЕвроХим-Белореченские Минудобрения» г. Краснодар			Газ, мазут										
		1	ПТ-12/15-35/10м		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		
ТЭЦ Выселковского сахарного завода	ЗАО «Кристалл»			Газ										
		1	AP-6-5		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		
ТЭЦ Динского сахарного завода	ОАО «Динксахар»			Газ, мазут										
		1	T2-6-2		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		
ТЭЦ Каневского сахарного завода	ПАО «Каневсксахар»			Газ										
		1, 2	T2-6-2		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ Кореновского сахарного завода	АО «Кореновксхар»			Газ, мазут									
		1	Р-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	АР-6-6		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»			Газ, мазут									
		1	Т-2-6-2		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
ТЭЦ Лабинского сахарного завода	ОАО «Сахарный завод Лабинский»			Газ, мазут									
		1	Т-6-2		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
ТЭЦ Ленинградского сахарного завода	ЗАО Сахар-Сыродельный комбинат «Ленинградский»			Газ									
		1	Т-2-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Т-2-12		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 Тихорецкого сахарного завода	ЗАО «Сахарный комбинат Тихорецкий»			Газ									
		1	АР-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-35/5М		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		
ТЭЦ Новокубанского сахарного завода	ОАО «Кристалл-2»			Газ									
		1	АР-4-3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	АП-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
ТЭЦ Павловского сахарного завода	ОАО «Павловский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	Т2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Т2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ Тбилисского сахарного завода	ЗАО «Тбилисский сахарный завод»			Газ									
		1	Т2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Т2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ Тимошевского сахарного завода	ООО «Тимашевский сахарный завод»			Газ, мазут									
		1	АР-7-2,5		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
		2	АР-7-2,5		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		
ТЭЦ Успенского сахарного завода	ЗАО «Успенский сахарник»			Газ, мазут									
		1	Р-12-35		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	Р-6-35		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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Приазовская ТЭЦ (Газотурбинная электростанция «МОТОР СИЧ ЭГ6000Т-Т10500-ЗВНМ1УХЛ1»)	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	5	ГТЭС 6000	Газ										
					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		
ТЭЦ НСРЗ	АО «Новороссийский судоремонтный завод»	1	Wartsila 18v28SG	Газ										
					4,6									Отсоединение 01.11.2024
					4,6									Отсоединение 01.11.2024
Установленная мощность, всего					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		
Установленная мощность, всего					11,5	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		
					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	12,4		
ТЭЦ Новопокровского сахарного завода	ОАО «Викор»	1	6H 5464/2	Газ, мазут										
					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 «ЭНКА» (ТЭЦ КВЭП)	ЗАО «РАМО-М»	1	TCG2020V20	Газ										
					1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9		
					2	QSV91	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
					3	QSV91	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
					4	TCG2020V20	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего					9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0			
ТЭЦ Краснодарского масложиркомбината	ООО «МЭЗ Юг Руси» – филиал МЖК «Краснодарский»	1	T-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	
Установленная мощность, всего					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	160,5		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ГПЭС Кубаньжелдормаш	ЗАО «Кубаньжелдормаш»			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		
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	
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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		ГТУ-4	ГТУ GST-800				47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		ГТУ-5	ГТУ GST-800				47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	141,0	141,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.	
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		
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		
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		
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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	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 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
КС Русская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ									
		1	CUMMINS QSV91G		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	
		3	CUMMINS QSV91G		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	
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	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	1,5	
		7	CUMMINS QSV91G		1,5	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	1,5	
		2	CUMMINS QSV91G		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	
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	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	1,5	
		6	CUMMINS QSV91G		1,5	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	9,0	
Ударная ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ									
		1	ПГУ-1			227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	Ввод в эксплуатацию 24.01.2024
		2	ПГУ-2			228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	Ввод в эксплуатацию 18.03.2024
		3	ГТЭ-110М			106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	Ввод в эксплуатацию 18.09.2024
		4	ПГУ								250,0	250,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		561,7	561,7	561,7	561,7	561,7	811,7	811,7	
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	1,9	
		2	MTU 20V4000 GS		1,9	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	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	2,1	
		3, 4	Wartsila W220SG		2,1	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	2,1	
		7, 8	Wartsila W220SG		2,1	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	8,4	
Краснодарская СЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»			–									
		–	ФЭСМ		2,4	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	2,4	
Группа Лабинских СЭС	ООО «Возобновляемые Источники Энергии»			–									
		СЭС-10Кр-СЭС-18Кр	ФЭСМ		44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	
		–	–		44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	44,1	
Индустриальный ГПЭС	ООО «АРТ-ТЕХ»			Газ									
		1-3	TCG2020V20		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	

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 ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1860,08	1323,43
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ и АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый 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	5882,16	3007,40
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	33668,27	33668,27
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 переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	916,83	905,18
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×240	–	240	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2417,58	2417,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
6	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	130,48	–	130,48	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1063,36	1063,36
7	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	22,56	22,56
8	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	102,647	–	102,647	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	742,80	742,80
9	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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6268,92	3165,16
10	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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
11	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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1036,32	318,91
12	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	500,04	498,48
13	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	95,90	95,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
14	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	436,13	435,68
15	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	44,60	44,60
16	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	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	7,27	7,27
17	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	–	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	1308,67	1308,67
18	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	759,43	759,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
19	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	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	1372,99	1309,92
20	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	1000,51	1000,51
21	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	1481,83	1481,83
22	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	1295,11	1295,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
23	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	1508,04	1508,04
24	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	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	925,25	925,25
25	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	2076,09	2076,09
26	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская 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	838,88	838,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
27	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки 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	771,09	771,09
28	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	133,21	133,21
29	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 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	3374,34	3374,34
30	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	1187,25	1187,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
31	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	2029,81	2029,81
32	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	1752,58	1752,58
33	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	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	965,33	965,33
34	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	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	577,67	577,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
35	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	519,70	519,70
36	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	2034,94	2034,94
37	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	2277,14	2277,14
38	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	2112,06	2112,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
39	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	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	2916,56	2916,56
40	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	2004,59	2004,59
41	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	2006,77	2006,77
42	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	994,34	994,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
43	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 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	519,70	519,70
44	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	–	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	2398,13	2398,13
45	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	1954,91	1954,91
46	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	259,29	259,29

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
47	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	–	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	345,29	345,29
48	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	1194,35	1194,35
49	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	1971,20	1971,20
50	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	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	714,10	699,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
51	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	1479,03	1479,03
52	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	979,00	979,00
53	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	2009,74	2009,74
54	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская 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	1914,89	1914,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
55	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	1728,24	1728,24
56	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	1502,52	1502,52
57	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	1294,82	1294,82
58	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	426,80	426,80

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
59	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	1424,93	1424,93
60	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	883,49	883,49
61	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	1165,02	1165,02
62	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	2553,90	2553,90

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
63	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	975,77	975,77
64	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 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	1557,01	1557,01
65	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 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	317,59	317,59
66	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	452,13	452,13

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
67	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	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	551,76	551,76
68	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Марганская 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	2110,90	2110,90
69	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	1935,87	1935,87
70	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	1143,49	1143,49

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
71	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	361,56	360,43
72	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	1596,55	1596,55
73	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	733,16	733,16
74	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	3027,87	3027,87

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
75	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 новых 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	353,35	353,35
76	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	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	610,78	610,78
77	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	1559,79	1559,79
78	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	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	581,90	573,55

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
79	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 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	223,94	223,94
80	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	137,55	137,55
81	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	1352,37	1352,37
82	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	2143,20	2143,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
83	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	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	770,40	770,40
84	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	1315,87	1315,87
85	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	688,64	688,64
86	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	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1488,14	1430,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
87	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	2817,81	2817,81
				ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	–				
88	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	176,15	176,15
89	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 новых 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	276,16	276,16
90	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	862,60	862,60

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
91	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	0,533	–	–	–	–	–	–	0,533	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	18,93	9,37
92	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афицкая – 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	1782,26	951,71
93	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	69,9	–	–	–	–	–	–	69,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	3217,96	3217,96
94	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением РУ 110 кВ 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	99,73	99,73
95	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1860,27	1816,80
96	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 17 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	706,12	699,26

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
97	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – 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	2306,92	2221,30
98	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	3139,28	3139,28
99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	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	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1243,15	1243,15
100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тонкий Мыс 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 прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1660,87	1660,87

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная 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	2134,86	2134,86
102	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБШ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 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	213,57	213,57
103	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 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	355,12	355,12
104	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская 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	408,65	408,65

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
105	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,52	8,52
106	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,51	77,51
107	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8,52	8,52
108	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,51	77,51
109	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь)	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	26,84	26,84
110	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	995,11	995,11
111	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1237,35	1237,35

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
112	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1490,34	1490,34

Примечания

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

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