ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 2

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1 Описание энергосистемы 10
1.1 Основные внешние электрические связи 10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии 10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей 11
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период 12
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период 13
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде 16
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 25
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 25
2.1.1 Краснодарский энергоузел 25
2.1.2 Усть-Лабинский энергоузел 27
2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Запад» 29
2.1.4 Транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая 31
2.1.5 Староминский энергоузел 33
2.1.6 Армавирский энергоузел 35
2.1.7 Лабинский энергоузел 37
2.1.8 Транзит ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая 39
2.1.9 Контролируемое сечение «ОЭО – Кубань» 41
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 43
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ 43
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 150
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям 166
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций 166

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 166
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше 166
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 177
2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности 177
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы 186
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности 186
3.2 Прогноз потребления электрической энергии 189
3.3 Прогноз потребления мощности 190
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования 192
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы 195
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше 195
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 199
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России 206
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 208
4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по

выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют ... 221
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети ... 227
5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Военгородок ... 228
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Лорис ... 233
5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона ... 239
5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская) ... 245
5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла ... 251
5.6 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя ... 257
5.7 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками) ... 268
5.8 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП) ... 273
5.9 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая ... 279
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию ... 286
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети ... 288
7.1 Основные подходы ... 288
7.2 Исходные допущения ... 289
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства ... 292
7.3 Результаты оценки тарифных последствий ... 293
7.4 Оценка чувствительности экономических условий ... 295
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 298
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ... 299
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации ... 302

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 309

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГК	–	государственная корпорация
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
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
КТП	–	комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДН	–	минимально допустимое напряжение
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование

МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НН	–	низкое напряжение
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПСУ	–	паросиловая установка
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
сек.; сш	–	секция шин
СиПР	–	Схема и программа развития
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СНЭЭ	–	система накопления электрической энергии
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
СТО	–	стандарт организации
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
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

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

– книга 1 «Республика Адыгея»;

– книга 2 «Краснодарский край».

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

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

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

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

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

– мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

– перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

– мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

– перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

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

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения 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;

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

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края связана с энергосистемами:

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

– 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»	36,9
ООО «Еврохим-Белореченские минеральные удобрения»	28,1
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	27,3
АО «КТК-Р» НПС-7	26,0
АО «КТК-Р» НПС-8	20,8
ООО «Афипский НПЗ»	18,0

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 01.01.2025 составила 3053,8 МВт, в том числе: ГЭС – 74,4 МВт, ТЭС – 2932,9 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар-кировка	Прочие изменения	
Всего	2501,2	561,7	–	–	-9,1	3053,8
ГЭС	74,4	–	–	–	–	74,4
ТЭС	2380,4	561,7	–	–	-9,1	2932,9
СЭС	46,5	–	–	–	–	46,5

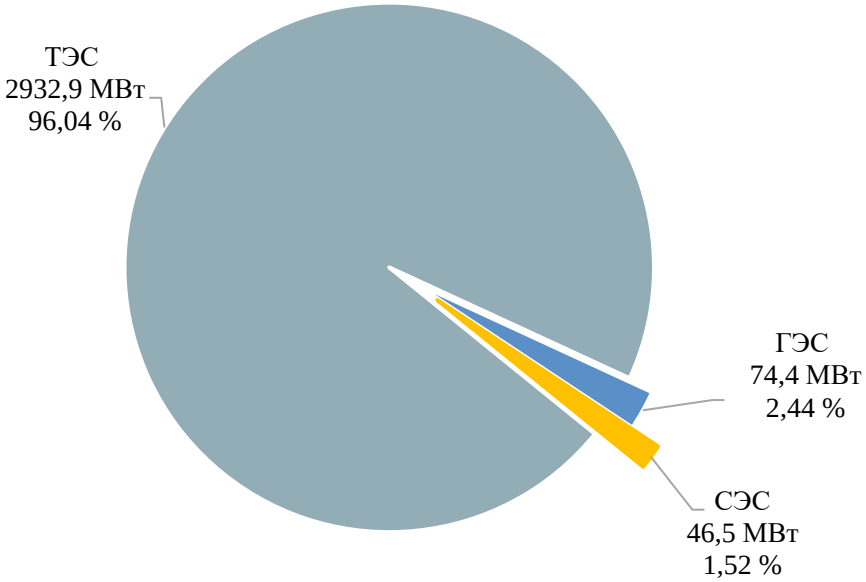


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края в 2024 году составило 13033,1 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 366,3 млн кВт·ч, ТЭС – 12606,7 млн кВт·ч, СЭС – 60,1 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 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	10366,3	10804,4	10712,0	10785,6	13033,1
ГЭС	260,9	399,7	412,8	371,1	366,3
ТЭС	10105,3	10404,7	10299,1	10409,6	12606,7
СЭС	–	–	0,1	4,9	60,1

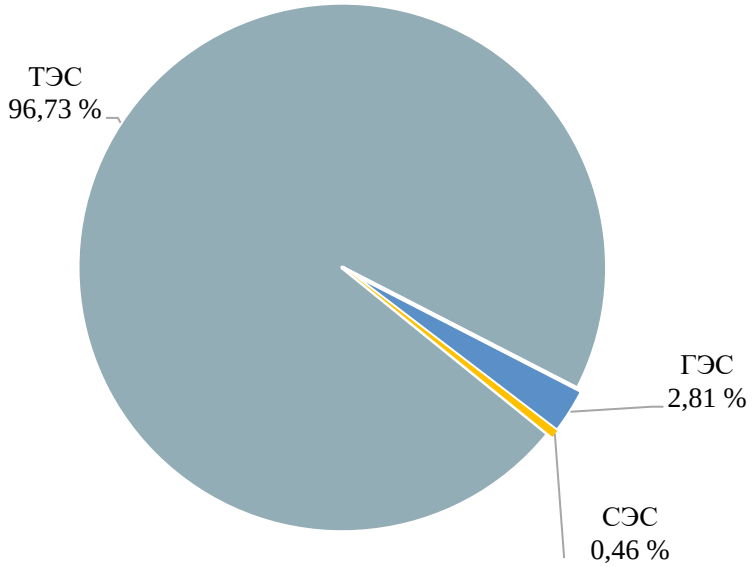


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по 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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27421	29961	31049	32037	33573
Годовой темп прироста, %	-0,75	9,26	3,63	3,18	4,79
Максимум потребления мощности, МВт	4982	5593	5466	6057	6108
Годовой темп прироста, %	9,28	12,27	-2,27	10,81	0,84
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5504	5357	5680	5289	5497
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	07.07 14:00	20.07 16:00	15.08 15:00	11.08 15:00	17.07 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	29,6	29,6	27,4	29,1	32,2
Максимум потребления мощности (зима), МВт	4402	4902	4767	5030	5094
Краснодарский край					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	25921	28336	29403	30502	31942
Годовой темп прироста, %	-0,83	9,32	3,77	3,74	4,72

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,5	94,6	94,7	95,2	95,1
Потребление мощности Краснодарского края на час прохождения максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	4727	5325	5203	5769	5805
Годовой темп прироста, %	9,80	12,65	-2,29	10,89	0,62
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,9	95,2	95,2	95,2	95,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5484	5321	5651	5287	5502
Потребление мощности Краснодарского края на час прохождения максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (зима), МВт	4156	4643	4504	4768	4843

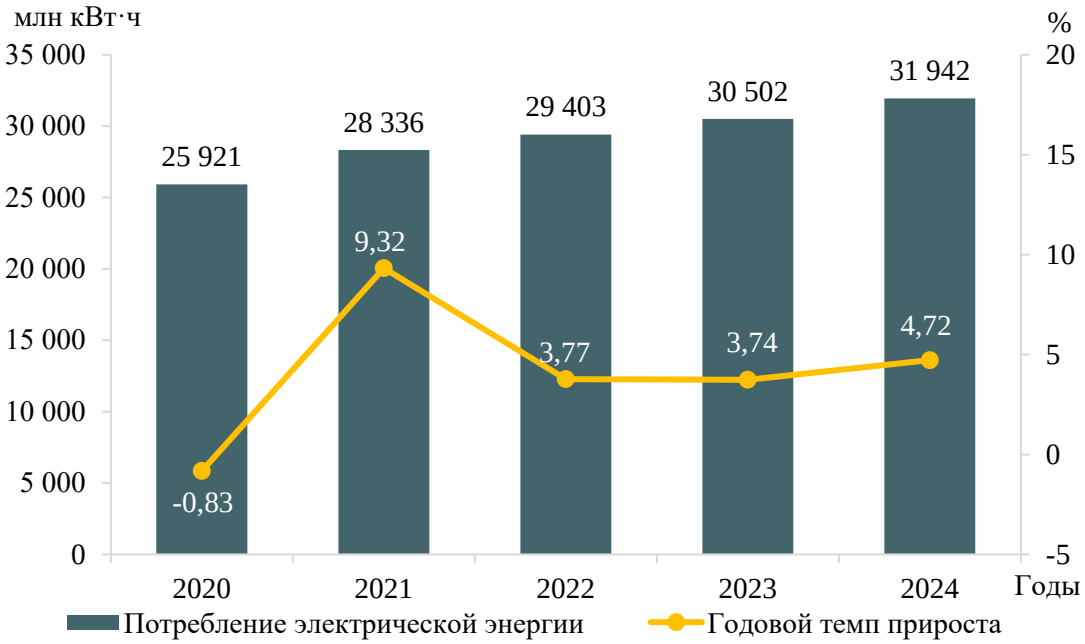


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста

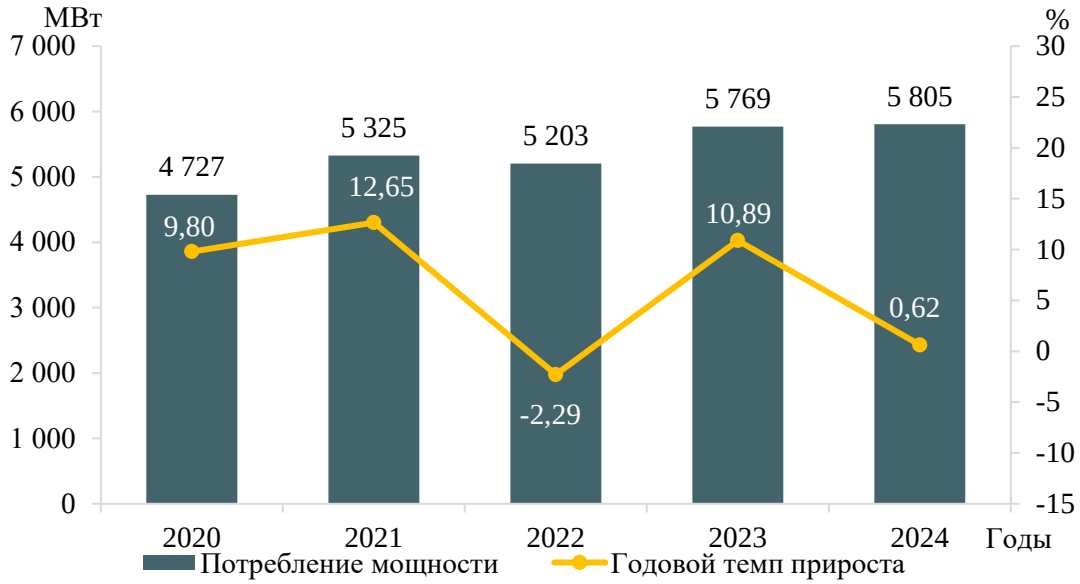


Рисунок 4 – Потребление мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста

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

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

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

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

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии по территории Краснодарского края увеличилось на 5805 млн кВт·ч и составило в 2024 году 31942 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,09 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 9,32 % в 2021 году. 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 увеличилась с 94,5 % в 2020 году, до 95,1 % в 2024 году.

За период 2020–2024 годов потребление мощности Краснодарского края выросло на 1500 МВт и составило 5805 МВт. Прирост мощности соответствует

среднегодовому темпу прироста 6,16 %, значение которого выше, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 12,65 % в 2021 году, снижение зафиксировано в 2022 году и составило 2,29 %.

Доля Краснодарского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период составляла 94,9–95,2 %.

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 2024 году в размере 6108 МВт, в том числе по территории Краснодарского края в размере 5805 МВт.

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

– увеличением потребления в обрабатывающей промышленности;

– повышением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;

– ростом потребления объектами железнодорожного транспорта до 2023 года и снижением в 2024 году;

– 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	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона	АО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
2	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП	АО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
3	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афипская – Науменковская № 1	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
4	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афипская – Науменковская № 2	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная № 1	АО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
6	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная № 2	АО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
7	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
8	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
9	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
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ Славянская – – Красноармейская. Включение участка ЛЭП на ПС 110 кВ Красноармейская отдельной ЛЭП	АО «Россети Кубань»	2021	0,06 км
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская I цепь	АО «Черномортранс-нефть»	2021	21,82 км
12	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская II цепь	АО «Черномортранс-нефть»	2021	21,82 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лесной порт от КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II цепь с отпайками	АО «Россети Кубань»	2021	8,45 км
14	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	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
16	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
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	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
23	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
24	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южная Озереевка от КВЛ 110 кВ Кирилловская – Тоннельная	АО «Россети Кубань»	2023	17,45 км
25	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южная Озереевка от КВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная с отпайкой на ПС Нефтеналивная	АО «Россети Кубань»	2023	9,92 км
26	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Волна – Волна тяговая № 1	АО «Россети Кубань»	2023	0,02 км
27	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Волна – Волна тяговая № 2	АО «Россети Кубань»	2023	0,02 км
28	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Ясная от ВЛ 110 кВ Мостовская – Зассовская	АО «Россети Кубань»	2023	0,06 км
29	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Тольяттиазот протяженностью 27,8 км	ПАО «Тольяттиазот»	2024	2×27,8 км
30	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП 1 цепь до ПС 110 кВ Лучистая протяженностью 0,115 км	АО «Электросети Кубани»	2024	0,115 км
31	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой на ПС ИКЕА на ПС 110 кВ ИКЕА протяженностью 2,291 км и 4,385 км	АО «Россети Кубань»	2024	2,291 км 4,385 км
32	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС ИКЕА на ПС 110 кВ ИКЕА протяженностью 2,917 км и 7,271 км	АО «Россети Кубань»	2024	2,917 км 7,271 км
33	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Славянская – ПАОС до ПС 110 кВ Дорожная протяженностью 0,05 км	АО «Россети Кубань»	2024	0,05 км
34	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская протяженностью 18,724 км	ПАО «Россети»	2024	18,724 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
35	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Западная-2 – Тургеневская I цепь до ПС 220 кВ Елизаветинская протяженностью 5,395 км	АО «Россети Кубань»	2024	5,395 км
36	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Западная-2 – Тургеневская II цепь до ПС 220 кВ Елизаветинская протяженностью 5,395 км	АО «Россети Кубань»	2024	5,395 км
37	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от отпайки до кабельного участка на ПС 110 кВ Северо-Восточная с заменой провода протяженностью 0,635 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	0,635 км
38	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная с заменой провода протяженностью 2,196 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	2,196 км
39	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками с заменой провода протяженностью 3,202 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	3,202 км
40	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Парфюмерная с отпайками с заменой провода протяженностью 3,202 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	3,202 км
41	110 кВ	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная с заменой провода протяженностью 2,564 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	2024	2×2,564 км
42	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская в части строительства кабельного участка протяженностью 0,05 км для перезавода в КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,05 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
43	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Тихорецк – Ея тяговая в части строительства кабельного участка протяженностью 0,05 км для перезавода в КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,05 км
44	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская в части строительства кабельного участка протяженностью 0,368 км для перезавода в новое КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,368 км
45	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая в части строительства кабельного участка протяженностью 0,32 км для перезавода в новое КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,32 км
46	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат в части строительства кабельного участка протяженностью 0,434 км для перезавода в новое КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,434 км
47	220 кВ	Реконструкция КЛ 220 кВ Тихорецк – Зеленая линия № 1 в части строительства кабельного участка протяженностью 0,51 км для выполнения захода в КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,51 км
48	220 кВ	Реконструкция КЛ 220 кВ Тихорецк – Зеленая линия № 2 в части строительства кабельного участка протяженностью 0,51 км для выполнения захода в КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк в связи с реконструкцией ПС 500 кВ Тихорецк	ПАО «Россети»	2024	0,51 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
49	35 кВ	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ) – Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220 – Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская	АО «Россети Кубань»	2024	х

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 Ангарская	АО «Россети Кубань»	2020	2×25 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Науменковская	АО «Оборонэнерго»	2020	2×10 МВА
3	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	АО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2020	25 МВА
5	110 кВ	Установка трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Северная	АО «Россети Кубань»	2020	40 МВА
6	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ АЭМЗ	ООО «АЭМЗ»	2020	160 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора Т-4 на ПС 110 кВ Почтовая	АО «Россети Кубань»	2021	25 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НПС Нововеличковская	АО «Черномортранс-нефть»	2021	2×25 МВА
9	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Виноградная	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Киевская	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
11	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чекон	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Курганная тяговая	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Пашковская	АО «Россети Кубань»	2022	40 МВА
14	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Почтовая	АО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Пасечная	АО «Россети Кубань»	2022	2×40 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Кудепста	АО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	АО «Россети Кубань»	2022	25 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ильская	АО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
19	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Кольцевая	АО «Россети Кубань»	2022	2×63 МВА
20	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афипская	ПАО «Россети»	2022	125 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
21	220 кВ	Замена автотрансформатора АТ-1 на ПС 220 кВ Кирилловская	ПАО «Россети»	2022	195 МВА
22	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Волна тяговая	ОАО «РЖД»	2023	2×40 МВА
23	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южная Озереевка	ПАО «Россети»	2023	2×10 МВА
24	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ясная	ПАО «Россети»	2023	40 МВА
25	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Брюховецкая	ПАО «Россети»	2023	125 МВА
26	110 кВ	Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Адлер	АО «Россети Кубань»	2023	2×40 МВА
27	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Кудепста	АО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
28	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Кавказская ПТФ	АО «Россети Кубань»	2023	16 МВА
29	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Волконка	АО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
30	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ НПС	АО «Россети Кубань»	2023	25 МВА
31	110 кВ	Замена трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Раевская	АО «Россети Кубань»	2023	16 МВА
32	35 кВ	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»	2024	х
33	330 кВ	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»	2024	х
34	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Тольяттиазот с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Тольяттиазот»	2024	2×80 МВА
35	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лучистая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Электросети Кубани»	2024	2×16 МВА
36	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дорожная с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «Россети Кубань»	2024	1×6,3 МВА
37	330 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с заменой автотрансформатора АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА на один трансформатор 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	2024	1×240 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
38	330 кВ	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с заменой автотрансформатора АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА на один трансформатор 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА	ПАО «Россети»	2024	1×240 МВА
39	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	2024	1×25 МВА
40	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	2024	1×125 МВА
41	110 кВ	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	АО «Россети Кубань»	2024	2×16 МВА
42	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на один трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА	АО «Россети Кубань»	2024	1×31,5 МВА
43	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на один трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Кубань»	2024	1×16 МВА
44	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «Россети Кубань»	2024	1×10 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:

– Красноармейский энергоузел;

– транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая;

3) Тихорецкий энергоузел;

4) Староминский энергорайон;

5) Армавирский энергоузел;

6) Лабинский энергоузел;

7) Транзит 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая;

8) 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)
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 ячейке КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 34 %, токовая нагрузка ВЧЗ в ячейке КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 220 кВ Витаминкомбинат превышает ДДТН на величину до 27 %, токовая нагрузка оборудования и коммутационных аппаратов в ячейке КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 27 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	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	Отсутствуют	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
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 ячейке КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 30 %, ВЧЗ в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис на ПС 220 кВ Восточная промзона превышает ДДТН на величину до 24 %, токовая нагрузка оборудования и коммутационных аппаратов в ячейке КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис на ПС 110 кВ Лорис превышает ДДТН на величину до 24 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	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	Отсутствуют	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
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 Краснодарская ТЭЦ – Кислородный завод, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская превышает ДДТН на величину до 15 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт	1.Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская ориентировочной протяженностью 5,4 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	1. Строительство ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская №2 ориентировочной протяженностью 5,4 км. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская №2	1.Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская ориентировочной протяженностью 5,4 км с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками ориентировочной протяженностью 17,1 км с увеличением пропускной способности	1. Строительство КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП №2 ориентировочной протяженностью 17,1 км. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП №2	Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками ориентировочной протяженностью 17,1 км с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками, токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП ориентировочной протяженностью 1,7 км с увеличением пропускной способности	1. Строительство КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП №2 ориентировочной протяженностью 7,3 км. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП №2	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП ориентировочной протяженностью 1,7 км с увеличением пропускной способности
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 Краснодарская ТЭЦ – Парфюмерная с отпайками токовая нагрузка провода участка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Гидроузел до отпайки на ПС 110 кВ Водохранилище превышает ДДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Гидроузел до отпайки на ПС 110 кВ Водохранилище ориентировочной протяженностью 0,715 км с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Гидроузел до отпайки на ПС 110 кВ Водохранилище ориентировочной протяженностью 0,715 км 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)
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 78 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кореновская – Кореновская тяговая превышает ДДТН на величину до 49 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км

2.1.3 Контролируемое сечение «Юго-Запад»

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)
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 17 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА
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 51 %, ВЛ 110 кВ Джигинская – Радуга на величину до 48 %, ВЛ 110 кВ Варениковская – Джигинская на величину до 9 %, ВЛ 110 кВ Крымская – Крымская ПТФ на величину до 26 %, ВЛ 110 кВ Крымская ПТФ – Никитинская на величину до 19 %, ВЛ 110 кВ Никитинская – Варениковская на величину до 7 %, ВЛ 110 кВ Варениковская – Гостагаевская на величину до 45 %, ВЛ 110 кВ Гостагаевская – Джемете на величину до 46 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт	1. Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	Отсутствуют	1. Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км. 2. Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2
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 ВЛ 110 кВ Кирилловская – Раевская превышает ДДТН на величину до 63 %, ВЛ 110 кВ Бужора – Раевская на величину до 38 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 55 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА
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 – Геленджик, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Крымская – Геленджик, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс превышает АДТН на величину до 17 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс
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 – Тонкий мыс, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Крымская – Геленджик, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик превышает АДТН на величину до 19 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик

2.1.4 Транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая

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

Таблица 10 – 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)
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 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 27 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 23,602 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 23,602 км

2.1.5 Староминский энергоузел

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

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Староминского 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)
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 220 кВ Староминская – А-30, токовая нагрузка КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая превышает ДДТН на величину до 29 %, напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Староминская ниже МДН на 2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 100 МВт	Строительство ВЛ 220 кВ Крыловская – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км

2.1.6 Армавирский энергоузел

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

Таблица 12 – 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)
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 18 %, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 27 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Прикубанская (Л-57) превышает ДДТН на величину до 13 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Зеленчук – Сторожевая (Л-92) превышает ДДТН на величину до 6 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сторожевая – Преградная (Л-28) превышает ДДТН на величину до 1 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 90 МВт	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА
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, с учетом ввода АТ-1 на ПС 330 кВ Кропоткин, токовая нагрузка АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА
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, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир, а также с учетом реализации мероприятия по установке АТ-1 на ПС 330 кВ Кропоткин, токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 44 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	1. 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. 2. 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	Отсутствуют	1. 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. 2. 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
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 – КНИИТИМ, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 330 кВ Армавир – Кропоткин, токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая на ПС 110 кВ Кубанская тяговая превышает АДТН на величину до 20 %, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима, с учетом применения всех доступных СРМ, в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая

2.1.7 Лабинский энергоузел

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

Таблица 13 – 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)
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 – Андреедмитриевская превышает ДДТН на величину до 47 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Курганная тяговая – Андреедмитриевская с отпайкой на ПС Комплекс превышает ДДТН на величину до 35 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС – Прикубанская (Л-57) превышает ДДТН на величину до 13 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Зеленчук – Сторожевая (Л-92) превышает ДДТН на величину до 6 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Сторожевая – Преградная (Л-28) превышает ДДТН на величину до 2 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 45 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км
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, с учетом ввода ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская превышает ДДТН на величину до 7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская ориентировочной протяженностью 23,3 км с увеличением пропускной способности	Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с установкой БСК мощностью не менее 18 Мвар	Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская ориентировочной протяженностью 23,3 км с увеличением пропускной способности

2.1.8 Транзит ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая

В таблице 14 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая.

Таблица 14 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая

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)
В режиме летнего максимума нагрузок при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Туапсе тяговая – Туапсе, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская, провода ошиновки ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская на ПС 110 кВ Новомихайловская, а также провода шин 110 кВ на ПС 110 кВ Новомихайловская превышает ДДТН на величину до 22 %, токовая нагрузка провода КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово превышает ДДТН на величину до 2 %, токовая нагрузка провода ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная превышает ДДТН на величину до 0,5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО до 15 МВт	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная ориентировочной протяженностью 23,1 км и строительством участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 1,4 км от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово ориентировочной протяженностью 6,6 км. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажем ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская ориентировочной протяженностью 9,3 км. 3. Строительство участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка ориентировочной протяженностью 32,5 км	1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская, ошиновки ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская на ПС 110 кВ Новомихайловская, а также шин 110 кВ на ПС 110 кВ Новомихайловская с увеличением пропускной способности. 2. Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово с увеличением пропускной способности. 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная с увеличением пропускной способности. 4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Туапсе – Небуг, ошиновки ВЛ 110 кВ Туапсе – Небуг на ПС 110 кВ Небуг, а также шин 110 кВ на ПС 110 кВ Небуг с увеличением пропускной способности	1. Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная ориентировочной протяженностью 23,1 км и строительством участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 1,4 км от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово ориентировочной протяженностью 6,6 км. 2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажем ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская ориентировочной протяженностью 9,3 км. 3. Строительство участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка ориентировочной протяженностью 32,5 км

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)
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 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 411 МВт	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера и (или) иного замера. В таблице 16 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных 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	Юго-Западный энергорайон	Сочинский энергорайон
2020	16.12.2020	3,6	3,5	12,8
	17.06.2020	29,6	28,8	28,4
	07.07.2020[1)]	35,8	35,8	35,8
2021	15.12.2021	7,9	13,4	11,2
	20.01.2021[1)]	-6,9	-6,9	-6,9
	16.06.2021	29,6	27,9	27,5
	20.07.2021[1)]	35,6	35,6	35,6
2022	21.12.2022	1,6	6,1	6,4
	15.06.2022	22,2	23,5	22,6
2023	20.12.2023	8,4	11,2	8,5
	21.06.2023	28,9	27,5	28,2
	07.08.2023[1)]	33,0	33,0	33,0
2024	18.12.2024	4,7	7,4	5,8
	19.06.2024	28,3	26,6	26,9
	21.08.2024[1)]	33,6	33,6	33,6

Примечание – [1)] Приведена температура в день иного замера.

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{\text{персп}}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{\text{ддн}}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 АО «Россети Кубань»

Рассмотрены предложения АО «Россети Кубань» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 17 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 18 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, 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 5 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края																
1	ПС 110 кВ Ангарская	110/10/10	Т-1	115/11/11	25	0,00	10,59	8,85	10,46	15,61	0,00	12,24	7,68	12,58	16,44[1)]	0
			Т-2	115/11/11	25	0,00	10,36	15,66	13,48	16,51	0,00	13,25	11,20	12,27	18,77[1)]	
2	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	6,3	1,06	0,4	1,62	1,05	1,09	1,13	1,2	1,47[2)]	0,97	0,37[1)]	0
			Т-2	115/38,5/11	16	6,27	6,98	6,76	6,72	6,53	5,46	6	14,32[2)]	7,82	9,22[1)]	
3	ПС 110 кВ АПК	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	25	8,49	12,08	6	8,25	8,02	9,96	15,12	5,23	7,85	16,10	0
			Т-2	115/10,5/10,5	25	16,33	9,77	16,29	6,12	5,73	17,11	13	17,89	16,03	10,21	
4	ПС 110 кВ Апшеронская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	31,5	13,67	14,80	15,00	15,00	15,52	13,57	13,39[1)]	11,71	15,11[1)]	20,87	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	14,44	13,00	13,00	13,78	13,00	15,10	18,71[1)]	11,98	18,33[1)]	11,62	
5	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	25	19,93	18,47	20,08	18,88	22,29	22,51	26,27[1)]	17,14	25,62[1)]	25,68	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	11,58	15,29	12,41	15,84	15,56	18,99	17,51[1)]	12,17	24,10[1)]	15,17	
6	ПС 110 кВ Афипская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	40	5,54	5,58	3,67	5,21	23,05	21,37	11,37	4,13	4,74	18,88[1)]	0
			Т-2	115/38,5/6,6	31,5	17,08	20,91	19,36	18,58	14,21	16,64	10,87	12,69	18,42	20,10[1)]	
7	ПС 110 кВ Бойко-Понура	110/35/10	Т-1	115/37,5/10,5	10	6,34	6,79	6,83	8,23	8,75	7,67	9,06[1)]	7,68	9,54[1)]	10,05[1)]	6,12
8	ПС 110 кВ ВНИИрис	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	11,12[1)]	12,26	12,19	14,47	11,09	15,07	11,55	9,57	13,43	16,86	0
			Т-2	115/38,5/11	16	2,73[1)]	2,51	2,26	2,27	7,93	11,75	2,39	2,90	2,40	2,18	
9	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	12,59	14,16	13,18	16,01	18,30	10,43	14,70[1)]	10,88	11,98[1)]	15,88	4,33
			Т-2	115/38,5/11	16	3,47	1,49	1,58	4,30	8,98	3,88	2,65[1)]	2,56	10,94[1)]	7,93	
10	ПС 110 кВ Военгородок	110/10/10	Т-1	115/11/11	40	8,56	9,95	11,57	19,59	16,43	14,17	16,38	16,77	18,96	24,18[1)]	0
			Т-2	115/11/11	40	10,88	8,98	14,21	8,65	14,97	11,56	15,60	11,28	17,03	22,79[1)]	
11	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	40	14,23	15,26	12,46	14,75	16,03	21,82	27,21[1)]	9,57	25,01	24,49	0
			Т-2	115/11/6,6	40	15,26	16,43	14,48	15,01	15,31	19,40	21,34[1)]	17,08	19,50	22,43	
12	ПС 110 кВ Выселки	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	25	17,30	13,33	15,10	13,45	15,20	20,00	23,15[1)]	19,39	19,35[1)]	20,61	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	13,70	17,50	17,56	17,26	17,62	20,80	15,34[1)]	14,48	20,24[1)]	20,97	
13	ПС 110 кВ Газоаппарат	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	0	0	0	0	0	0	16,80	0	14,00	3,31	1,54
			Т-2	115/38,5/11	16	11,89	11,97	12,63	12,37	11,07	15,58	0	11,29	3,49	12,66	
14	ПС 110 кВ Гулькевичи	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	25	14,53	13,60	11,42	19,17	13,69	21,55	24,48[1)]	13,62	20,57	22,34[1)]	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	9,94	12,60	12,86	12,33	12,14	16,12	15,68[1)]	11,70	17,16	19,08[1)]	
15	ПС 110 кВ Дальняя	110/35/6	Т-2	115/6,6	10	6,85	8,10	6,45	5,81	6,17	9,64	10,33[1)]	6,62	9,26	9,91[1]	0
			Т-1	38,5/6,6	10	4,60	5,16	5,02	6,62	7,53	5,58	7,45[1)]	5,10	8,16	8,99[1)]	
16	ПС 110 кВ Дивная	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	8,90	8,83	8,85	8,86	13,08	8,95	10,17[1)]	6,02	12,44[1)]	11,03	0
			Т-2	115/38,5/11	16	6,02	6,40	3,93	4,26	4,85	8,18	8,43[1)]	5,64	6,94[1)]	6,21	
17	ПС 110 кВ Динская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	14,30	15,51	15,70	14,62	16,93	24,55	16,07	12,87	22,46[1)]	24,86[1)]	0
			Т-2	115/38,5/11	25	14,20	20,51	14,74	16,70	16,97	13,29	22,59	14,97	18,32[1)]	25,23[1)]	
18	ПС 110 кВ Ейск	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Т-2	115/6,6	25	6,20	7,60	7,00	13,32	14,92	15,46	16,10	13,40	23,84[1)]	20,26	
			Т-3	115/38,5/6,6	16	1,93	2,50	2,10	10,90	9,46	10,90	11,60	8,30	16,98[1)]	15,31	
19	ПС 110 кВ Ейск-2	110/6	Т-1	115/6,6	25	8,22	8,60	7,80	12,00	6,91	13,00[1)]	13,40	6,90	14,20[1)]	9,70	0
			Т-2	115/6,6	16	5,45	5,90	5,60	4,28	6,74	7,80[1)]	7,10	5,00	7,90[1)]	9,60	
20	ПС 110 кВ ЖБШ	110/6	Т-1	115/6,6	10	6,58	8,15	8,78	10,12	5,19	9,75	8,38	5,69	10,02[1)]	9,89	0
21	ПС 110 кВ Западная-2	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	21,87	24,03	20,20	20,53	22,37	27,82[1)]	26,99	19,65	27,96	28,00	0
			Т-2	115/38,5/11	40	24,14	23,02	17,15	21,95	22,50	30,19[1)]	26,49	18,76	23,44	23,29	
22	ПС 110 кВ Ильская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	7,07	6,76	6,87	7,78	0	6,40	8,35[1)]	4,86	5,33	7,59	0
			Т-2	115/38,5/11	16	9,44	15,48	13,60	14,36	14,24	16,35	17,43[1)]	12,95	12,01	13,25	
23	ПС 110 кВ Кислородный завод	110/6	Т-1	115/6,6	16	11,76	12,04	6,54	5,54	7,98	3,61	10,30	4,57	5,08	8,13	0
			Т-2	115/6,6	16	3,61	3,61	5,87	7,12	8,45	3,02	6,24	2,73	2,47	7,53	
24	ПС 110 кВ Кореновская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	14,00	19,38	21,02	21,27	20,87	14,00	23,85[1)]	20,73	24,16[1)]	22,30	0
			Т-2	115/38,5/11	25	7,60	21,97	22,85	16,75	16,30	13,00	20,59[1)]	16,85	21,69[1)]	19,91	
25	ПС 110 кВ Кущевская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,3	31,5	19,32	21,37	21,16	0	21,27	23,85[1)]	23,51	14,70	23,62[1)]	24,29	0
			Т-2	115/38,5/6,3	31,5	7,22	7,89	7,58	28,10	8,13	8,46[1)]	6,80	5,81	9,19[1)]	8,00	
26	ПС 110 кВ Лабинск-1	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	12,37	15,21	13,27	16,41	16,22	6,83	5,43	10,76	11,01	13,91	0
			Т-2	115/38,5/11	25	14,16	14,92	16,11	13,03	13,11	18,43	17,52	14,34	16,18	14,24	
27	ПС 110 кВ Лабинск-2	110/10	Т-1	115/11	10	5,65	5,71	6,31	6,64	4,32	7,11	7,72[1)]	5,97	9,67	7,87	0
			Т-2	115/11	10	4,07	4,46	4,07	4,50	4,39	5,54	7,76[1)]	3,37	0	5,51	

№ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
28	ПС 110 кВ Ладожская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	14,50	12,50	14,13	9,71	10,34	14,40	14,82[1)]	8,51	16,34[1)]	13,73	1,2
			Т-2	115/38,5/11	16	2,19	2,29	1,52	2,16	2,77	2,40	8,60[1)]	1,55	10,03[1)]	4,49	
29	ПС 110 кВ Ленинградская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	10,50	10,80	9,90	19,36	14,33	14,60	15,40[1)]	9,20	14,71	14,54	0
			Т-2	115/38,5/11	16	8,00	10,00	10,20	5,87	13,00	12,30	14,70[1)]	8,04	14,13	12,23	
30	ПС 110 кВ Лорис	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	26,40	29,35	29,20	22,77	32,76	30,27	32,30	26,19	29,56	35,59	0
			Т-2	115/38,5/11	40	22,88	22,45	21,95	26,40	24,93	18,03	16,33	11,85	16,38	35,80	
			Т-3	115/38,5/11	25	14,89	15,87	13,78	18,67	20,50	10,19	7,13	0,48	12,30	21,05	
31	ПС 110 кВ Мартанская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	10	5,64	5,66	5,55	4,34	5,07	5,83[1)]	5,60	4,52	5,07	6,46	0
			Т-2	115/38,5/11	10	2,98	5,01	3,54	5,81	5,16	4,41[1)]	3,83	2,85	3,54	2,02	
32	ПС 110 кВ Моревская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	10	4,32	4,78	5,25	4,45	4,98	7,55	7,11[1)]	5,17	7,46[1)]	7,83[1)]	0
			Т-2	115/38,5/11	10	5,50	6,32	7,10	7,25	6,20	7,08	8,35[1)]	6,40	7,8[1)]	8,26[1)]	
33	ПС 110 кВ Мясокомбинат	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	10	0	0	8,04	3,86	6,09	5,11	5,82[1)]	3,36	5,11	5,80	1,3
			Т-2	115/38,5/6,6	10	8,05	8,75	0	7,01	1,98	5,32	5,72[1)]	4,44	5,18	3,78	
34	ПС 110 кВ Нововеличковская	110/35/10/6	Т-1	115/6,6	16	0,98	0,21	1,55	1,71	2,27	0	0	0	1,51	2,28	0
			Т-2	115/6,6	16	0,83	0,11	0	0	0	3,43	3,43	0	0	0	
			Т-3	115/38,5/11	10	9,95	11,13	9,01	9,43	9,05	10,32	10,80	7,91	9,94	10,17	
35	ПС 110 кВ Новониколаевская	110/10	Т-1	115/10,5	2,5	0,18	0,39	0,19	0,64	1,51	0,39	1,33	1,13	0,89	1,94	1,5
			Т-2	115/10,5	2,5	2,18	2,51	2,74	2,06	1,02	2,29	1,74	2,19	2,19	1,17	1,5
36	ПС 110 кВ Новопокровская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	2,88	3,74	3,04	3,06	4,36	5,96	5,89	2,57	0	5,21	1,88
			Т-2	115/38,5/11	16	6,66	6,70	6,80	5,05	5,52	9,52	9,31	5,12	12,37	11,51	7,85
37	ПС 110 кВ Октябрьская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	10	0	0	0	0	0	0	0	0	5,28[1)]	0	0
			Т-2	115/38,5/11	10	5,75	6,04	5,88	4,89	4,79	5,88	8,33	5,09	5,46[1)]	8,60	
38	ПС 110 кВ Отрадная	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	13,85	13,49	15,05	16,67	17,90	12,83	14,21[1)]	11,06	16,93[1)]	17,34	0
			Т-2	115/38,5/11	16	6,67	7,28	5,97	5,77	5,51	6,10	6,26[1)]	4,07	5,95[1)]	5,81	
39	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	14,30	16,20	18,01	17,75	18,00	14,93	15,34	15,10	17,36	16,80	0
			Т-2	115/38,5/11	16	14,95	14,00	18,99	16,65	15,69	15,30	15,43	12,41	16,70	17,80	
40	ПС 110 кВ Парфюмерная	110/6	Т-1	115/6,6	16	11,62	11,97	9,53	9,45	8,71	12,39	10,72[1)]	7,81	13,77[1)]	10,83	0
			Т-2	115/6,6	16	6,78	7,18	6,60	4,02	6,95	9,16	11,84[1)]	4,92	8,77[1)]	9,58	
41	ПС 110 кВ Пашковская	110/10/10	Т-1	115/11/11	25	17,37	19,20	14,22	14,63	15,00	20,95	23,52[1)]	16,58	21,44	21,31	0
			Т-2	115/11/11	40	17,04	18,38	14,71	15,92	17,15	23,67	25,03[1)]	16,14	25,05	26,81	
42	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	110/35/10	Т-1	115/10,5	16	9,79	8,25	8,69	14,09	7,34	12,61[1)]	12,58	7,95	12,30	9,63	0
			Т-2	115/37,5/10,5	16	3,01	3,48	3,80	3,54	2,98	6,01[1)]	5,62	3,71	4,37	6,73	
43	ПС 110 кВ Промзона	110/10	Т-1	115/11	16	7,80	7,13	7,90	8,10	9,00	9,40	9,30	6,80	9,42	10,50[1)]	0
			Т-2	115/11	16	4,60	4,96	5,40	5,66	5,19	6,89	7,50	5,20	7,12	7,26[1)]	
44	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	Т-2	115/38,5/11	25	19,66	21,04	17,94	14,44	18,71	25,22	27,27[1)]	18,15	25,02[1)]	25,26	0
			Т-3	115/38,5/11	25	2,04	2,13	2,52	3,43	4,67	2,69	5,92[1)]	2,37	9,13[1)]	7,18	
45	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	10,43	11,4	13,35	14,47	14,88	23,52	21,80[1)]	16,46	17,83[1)]	25,91[1)]	0
			Т-2	115/11/6,6	40	19,21	16,57	17,35	17,29	24,20	24,17	27,13[1)]	13,49	32,33[1)]	29,36[1)]	
46	ПС 110 кВ Родниковская	110/35/10	Т-1	115/38,5/10,5	16	13,32	14,31	14,50	14,51	15,28	16,40[1)]	14,17	11,75	15,19	17,28	0
			Т-2	115/38,5/11	10	2,23	2,3	2,15	2,18	2,95	4,99[1)]	4,35	2,38	2,15	4,11	
47	ПС 110 кВ Свинокомплекс	110/35/10	Т-1	115/37,5/10,5	16	8,40	8,43	8,80	8,02	9,31	9,47	12,39[1)]	6,05	7,84[1)]	10,42[1)]	0
			Т-2	115/37,5/10,5	16	7,80	7,48	8,17	7,80	8,87	9,18	7,88[1)]	7,56	10,53[1)]	11,54[1)]	
48	ПС 110 кВ Северская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	12,10	7,29	11,69	11,08	14,51	13,39	16,12[1)]	9,73	6,90	11,27[1)]	0
			Т-2	115/38,5/11	16	4,82	8,20	5,55	6,52	5,61	5,59	7,48[1)]	4,26	13,84	13,44[1)]	
49	ПС 110 кВ Старокорсунская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	25	16,70	20,91[1)]	18,40	14,13	22,53	12,93	16,97	14,36	19,79	11,91	0
			Т-2	38,5/11	16	3,70	3,48[1)]	4,77	0	6,05	3,36	3,45	2,86	2,61	13,40	
50	ПС 110 кВ Старощербиновская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	10	4,05	4,10	4,50	3,20	4,44	6,02	6,20[1)]	3,85	8,36[1)]	7,47	0
			Т-2	115/38,5/11	10	4,50	5,00	5,20	5,70	5,37	6,80	7,56[1)]	3,85	5,85[1)]	5,35	
51	ПС 110 кВ Тепличная	110/10	Т-1	115/11	10	6,82	7,35	6,99	7,25	7,31	7,38	9,32	4,39	9,47[1)]	11,31	0
52	ПС 110 кВ Тимашевская	110/35/10	Т-1	115/37,5/10,5	15	5,41	5,34	5,40	4,15	4,89	9,87	6,85	5,73	8,64	9,50	0
			Т-2	115/37,5/10,5	16	12,46	11,95	13,26	13,19	14,00	14,17	15,11	11,31	12,95	12,51	
53	ПС 110 кВ Челбасская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	3,97	0	7,24	0	4,06	0	6,85	0	13,16	8,11	1,54
			Т-2	115/38,5/11	16	2,11	9,47	0	6,58	2,79	10,54	11,84	5,13	0	5,93	
54	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	Т-1	115/6,6	10	5,90	6,70	6,70	7,76	6,77	8,41	9,90	6,26	8,82	8,50	0
			Т-2	115/6,6	16	8,40	8,22	6,16	5,20	9,84	9,70	10,72	4,41	10,85	11,56	

№ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
Сочинский энергорайон																
55	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	110/6	Т-1	115/6,6	3,2	1,70	1,90	2,60	2,16	2,48	2,70	1,90	0,90	1,50	2,47	0
			Т-2	115/6,6	6,3	3,80	2,60	2,00	2,36	1,68	1,40	1,50	1,70	1,63	1,26	
56	ПС 110 кВ Волконка	110/10/10/6	Т-1	115/11	25	5,30	5,60	6,30	7,91	8,14	5,30	13,7[1)]	6,70	15,40[1)]	15,64	0
			Т-2	115/11/11	25	6,80	9,00	8,40	6,72	6,42	12,40	18,30[1)]	10,00	22,10[1)]	18,42	
57	ПС 110 кВ Головинка	110/10	Т-1	115/11	6,3	2,20	2,80	3,10	2,37	2,51	2,80	3,80[1)]	2,40	4,80[1)]	4,63	0
			Т-2	115/11	6,3	1,70	1,90	1,70	1,48	2,74	2,30	2,70[1)]	1,90	5,10[1)]	4,14	
58	ПС 110 кВ Джубга	110/10	Т-1	115/11	10	3,60	4,50	5,10	3,39	6,09	5,20	5,20	4,80	9,70[1)]	7,62[1)]	0
			Т-2	115/11	10	2,70	3,00	2,30	3,67	1,49	5,20	7,00	3,70	7,40[1)]	10,02[1)]	
59	ПС 110 кВ Каменка	110/10	Т-1	115/11	6,3	2,80	5,50[1)]	4,60	4,55	3,38	2,30	3,20[1)]	3,10	2,80	4,17	0
			Т-2	115/11	6,3	6,30	3,70[1)]	4,30	6,45	7,08	3,40	4,10[1)]	2,50	5,90	4,53	
60	ПС 110 кВ Лоо	110/10	Т-1	115/11	16	4,20	5,60	4,60	4,31	6,34	5,80	8,00[1)]	4,70	8,60	10,61[1)]	0
			Т-2	115/11	16	5,10	6,50	6,70	6,64	8,04	7,20	8,50[1)]	5,70	7,60	11,02[1)]	
61	ПС 110 кВ Новомихайловская	110/10	Т-1	115/11	10	3,30	3,30	3,90	4,64	2,56	5,20	5,70[1)]	2,00	6,90[1)]	6,15	0
			Т-2	115/11	10	5,10	6,90	5,80	6,27	8,22	7,20	9,30[1)]	7,00	9,10[1)]	7,45	
62	ПС 110 кВ Туапсе	110/6	Т-1	115/6,6	16	9,80	10,90	8,20	8,35	7,74	10,90[1)]	9,40	6,90	9,30	11,03	0
			Т-2	115/6,6	16	13,30	15,10	12,40	10,67	9,70	15,20[1)]	13,20	8,20	12,20	14,41	
63	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	110/10/10	Т-1	115/10,5/10,5	40	18,50	24,00	14,30	22,07	22,75	27,10	29,20[1)]	19,60	38,40[1)]	34,94[1)]	0
			Т-2	115/10,5/10,5	40	14,40	18,50	20,00	16,88	25,99	21,20	24,50[1)]	15,30	26,40[1)]	31,71[1)]	
Юго-Западный энергорайон																
64	ПС 110 кВ Абинская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	16	5,45	10,26[1)]	7,25	7,18	7,08	8,89	7,59	6,78	13,98	8,49	0
			Т-2	115/38,5/6,6	16	17,27	19,83[1)]	14,87	13,56	15,45	17,52	9,70	11,83	14,23	13,86	
65	ПС 110 кВ Анапская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	25,66	27,44	26,02	23,42	27,39	36,59	41,48[1)]	25,28	46,76[1)]	43,41	11,06
			Т-2	115/38,5/11	40	28,41	32,54	24,13	28,18	35,53	28,24	37,26[1)]	20,48	35,43[1)]	39,02	
			Т-3	115/11/11	40	15,13	19,66	25,73	20,95	26,28	17,28	23,35[1)]	16,77	34,15	37,49	
66	ПС 110 кВ Береговая	110/10	Т-1	115/11	6,3	4,77	3,95	3,98	3,63	3,88	3,40	4,56[1)]	1,58	4,66[1)]	4,88[1)]	0
			Т-2	115/11	6,3	0	2,20	1,59	1,46	1,61	2,04	3,13[1)]	2,82	3,21[1)]	3,49[1)]	
67	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	12,64	12,73	13,16	13,72	13,35	16,67[1)]	11,49	9,27	8,84	10,10[1)]	0
			Т-2	115/36,5/10,5	16	5,33	15,17	14,07	9,29	10,16	15,76[1)]	13,08	10,92	16,08	18,89[1)]	
			Т-3	115/36,5	25	9,39	0	16,29	11,64	11,17	16,88[1)]	19,62	9,49	18,37	25,45[1)]	
68	ПС 110 кВ Джемете	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	40	20,57	22,15	21,86	18,04	16,95	30,11	38,53[1)]	19,47	39,66[1)]	34,28	0
			Т-2	115/38,5/6,6	25	3,83	4,68	4,24	4,21	10,18	4,90	6,41[1)]	4,10	6,65[1)]	10,32	
			Т-3	115/38,5/11	25	5,89	6,75	7,33	3,22	3,57	8,29	13,34[1)]	7,95	14,52[1)]	10,82	
69	ПС 110 кВ Дивноморская	110/35/10	Т-1	115/11	10	2,10	4,18	3,83	3,77	2,90	3,50	6,98[1)]	2,05	8,39[1)]	8,30	0
			Т-2	115/35/11	10	4,59	4,11	3,90	5,02	5,59	6,92	8,76[1)]	7,78	8,84[1)]	8,69	
70	ПС 110 кВ ДСК	110/6	Т-1	115/6,6	16	8,89	9,19	9,50	9,92	9,42	9,25	13,57[1)]	5,63	12,07[1)]	11,73	0
			Т-2	115/6,6	16	9,47	10,79	9,06	8,41	9,84	11,60	11,05[1)]	8,55	12,80[1)]	11,41	
71	ПС 110 кВ Забойская	110/35/6	Т-1	115/36,5/6,3	10	0	0,06	0	1,48	0,97	4,98[1)]	7,19	3,62	5,03	6,58	0
			Т-2	115/36,5/6,3	10	1,64	2,01	5,40	1,59	1,57	6,81[1)]	3,46	5,17	5,26	5,21	
72	ПС 110 кВ Красноармейская	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	6,52	7,43	10,73	9,83	10,14	13,08	8,74	7,42	14,20[1)]	14,49[1)]	0
			Т-2	115/36,5/10,5	16	7,84	2,39	11,87	9,77	10,08	15,05	14,20	9,91	14,14[1)]	17,25[1)]	
73	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	110/10	Т-1	115/11	6,3	0,16	0,23	0,54	0,79	0,73	0,20	1,24[1)]	0,42	0,85[1)]	0,83	0
			Т-2	115/11	10	5,35	6,03	5,97	5,24	6,21	6,59	7,82[1)]	5,21	8,42[1)]	7,29	
74	ПС 110 кВ Новомышастовская	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	10	2,76	2,73	3,29	3,21	3,17	4,80	3,89	2,72	5,57	9,54	0
			Т-2	115/36,5/10,5	10	3,86	4,06	4,11	5,12	4,44	5,37	5,95	3,45	5,55	6,57	
75	ПС 110 кВ Пионерская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	40	3,54	5,70	9,24	7,27	8,73	13,27	23,55	10,06	25,36[1)]	25,74[1)]	0
			Т-2	115/38,5/11	40	5,00	5,30	7,38	4,98	7,06	14,47	20,38	9,60	27,03	27,04[1)]	
76	ПС 110 кВ Полтавская	110/10	Т-1	115/10,5	2,5	1,75	2,11	1,58	2,38	2,35	2,07	2,22	1,44	2,43	2,53[1)]	0
77	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	110/10	Т-1	115/10,5	10	2,24	2,99	5,45	5,35	5,37	8,09	9,46[1)]	1,70	8,85	9,95[1)]	0
			Т-2	115/10,5	10	5,32	3,98	2,03	3,01	2,61	3,70	3,23[1)]	7,02	3,32	3,17[1)]	
78	ПС 110 кВ Раевская	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	16	14,37	18,04	20,16	16,07	12,77	9,61	11,74	8,98	12,27	12,90	0
			Т-2	115/38,5/11	25	8,22	9,26	9,70	12,08	16,73	3,82	4,72	4,24	6,84	8,51	
79	ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	110/10	Т-1	115/11	40	11,56	14,08	8,61	18,19	11,49	10,89	13,68	13,98	20,77	26,74[1)]	0
			Т-2	115/11	40	11,51	13,69	18,16	11,44	18,59	19,82	20,79	10,83	22,47	21,00[1)]	
80	ПС 110 кВ Северо-Западная	110/10	Т-1	115/11	10	6,55	7,58	4,63	5,68	6,59	5,73	6,77[1)]	3,76	8,21[1)]	5,47	0
			Т-2	115/11	10	3,89	4,35	4,92	4,42	3,97	4,14	5,58[1)]	3,96	4,66[1)]	4,81	

№ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
81	ПС 110 кВ Славянская	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	25	14,77	16,87	13,85	18,06	12,15	3,69	21,14	14,32	19,03[1)]	14,07	0
			Т-2	115/10,5	16	0	0	0	6,65	1,86	16,78	0	0	6,96[1)]	3,37	
82	ПС 110 кВ Солнечная	110/35/10	Т-1	115/38,5/11	10	4,27	5,13[1)]	5,49	6,28	9,84	3,96	6,44	3,19	3,24	8,40	0
			Т-2	115/38,5/11	6,3	6,07	7,14[1)]	6,65	5,24	5,27	5,91	4,93	4,84	5,15	5,71	
83	ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	8,73	6,60	9,31	8,78	8,19	10,76	15,28	6,16	10,73	14,86	0
84	ПС 110 кВ Старотитаровская	110/10	Т-1	115/10,5	6,3	3,83	2,59	6,88	6,15	4,52	2,79	3,32	0,76	5,52[1)]	5,75[1)]	0
			Т-2	115/10,5	6,3	2,25	3,68	1,39	0	3,42	5,21	5,14	5,41	3,10[1)]	4,36[1)]	
85	ПС 110 кВ Сукко	110/10	Т-1	115/11	10	7,87	9,44	10,51	9,06	0	7,66	12,27	7,15	14,39	0	0
			Т-2	115/11	16	0	0	0	0	11,82	0	0	0	0	12,35	
86	ПС 110 кВ Темрюк	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	4,77	4,41	10,01	9,88	9,03	12,34	12,96	7,23	17,25[1)]	17,20	0
			Т-2	115/36,5/10,5	16	11,39	13,94	6,39	9,07	10,69	13,22	11,02	10,82	17,82[1)]	16,23	
87	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	110/10	Т-1	115/11	25	5,11	5,85	6,44	7,44	6,99	9,19	12,72	5,38	11,11[1)]	11,10	0
			Т-2	115/11	25	5,49	8,74	5,23	5,88	9,14	9,83	11,82	9,00	15,30[1)]	14,71	
88	ПС 110 кВ Ханьковская	110/35/6	Т-1	115/36,5/6,3	15	0	0	4,30	0	0	10,72[1)]	6,92	7,72	11,34[1)]	15,30[1)]	0
			Т-2	115/36,5/6,3	16	7,03	7,57	8,68	10,09	6,93	13,05[1)]	15,83	9,52	9,75[1)]	10,46[1)]	
89	ПС 110 кВ Холмская	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	20	16,02	9,86	7,35	6,08	13,68	11,32	8,83	6,55	12,95	10,88	0
			Т-2	115/38,5/6,6	15	7,05	8,04	8,16	7,90	7,82	5,35	6,61	4,57	9,09	8,85	
90	ПС 110 кВ Центральная	110/35/10	Т-1	115/36,5/10,5	16	11,34	11,23	11,8	13,14	13,59	15	17,43	13,19	16,13[1)]	16,94	8,646 МВт (перевод нагрузки в рамках договора ТП АО «Сад-Гигант» № 21200-21-00626802-1 на ПС 110 кВ Сад)[3)]
			Т-2	115/36,5/10,5	10	5,26	5,96	7,08	7,35	8,51	3,57	4,11	4,58	7,14[1)]	10,84	
91	ПС 110 кВ Широкая балка	110/10	Т-1	115/11	16	3,68	4,98[1)]	4,23	4,04	4,82	1,89	2,46	2,47	9,49	2,73	0
			Т-2	115/11	6,3	4,65	6,28[1)]	6,37	6,39	5,48	4,92	4,38	3,28	0	5,25	
92	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	110/10/6	Т-1	115/11/6,6	25	10,62	12,25	7,72	8,16	10,86	16,54	15,28[1)]	7,83	15,70	20,69	0
			Т-2	115/11/6,6	25	16,47	18,43	16,78	14,33	17,12	21,65	26,54[1)]	17,67	23,77	20,08	

Примечания

1 [1)] Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

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

3 [3)] Перевод возможен после реализации ТУ для ТП АО «Сад-Гигант», в расчете не учитывался

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ Ангарская	Т-1	ТРДН-25000/110-ВМ У1	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-ВМ У1	2020	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	Т-1	ТМТН-6300/110	1974	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1986	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ АПК	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	1987	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	1987	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Апшеронская	Т-1	ТДТН-31500/110/35/6	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
5	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	Т-1	ТДТН-25000/110	1969	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1975	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Афипская	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	1981	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-31500/110/35/6	1966	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Бойко-Понура	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ ВНИИрис	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1978	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1981	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2022	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1988	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Военгородок	Т-1	ТРДН-40000/110 У1	2009	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110 У1	2009	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
11	ПС 110 кВ Восточная	Т-1	ТРДН-40000/110/10/6	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/6	1989	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Выселки	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1974	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1991	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Газоаппарат	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1994	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1993	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Гулькевичи	Т-1	ТДТН-25000/110	1973	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	1973	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Дальняя	Т-1	ТДНС-10000/35/6	1968	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1991	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Дивная	Т-1	ТДТН-16000/110	1979	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1979	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Динская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2009	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Ейск	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1966	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110-У1	2015	50	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-16000/110/35/6	1972	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Ейск-2	Т-1	ТРДН-25000/110/6-6	2013	71	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1976	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ ЖБШ	Т-1	ТДТН-10000/110	1966	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Западная-2	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	78	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
22	ПС 110 кВ Ильская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1981	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Кислородный завод	Т-1	ТДН-16000/110/6	1990	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Кореновская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2007	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2007	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
25	ПС 110 кВ Кущевская	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1964	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1962	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Лабинск-1	Т-1	ТДТН-25000/110	2009	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	1985	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Лабинск-2	Т-1	ТДН-10000/110	1986	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1992	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
28	ПС 110 кВ Ладожская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Ленинградская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	50	1,20	1,20	1,15	1,05	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Лорис	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	1976	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2019	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-25000/110/35/10	2019	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
31	ПС 110 кВ Мартанская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1982	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1994	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Моревская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Мясокомбинат	Т-1	ТДТН-10000/110-70У1	1978	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110-70У1	1980	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Нововеличковская	Т-1	ТДН-16000/110/6	1983	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1983	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-10000/110/35/10	1981	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
35	ПС 110 кВ Новониколаевская	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	1961	74	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-2500/110-80 У1	1981	79	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
36	ПС 110 кВ Новопокровская	Т-1	ТДТН-16000/110-80 У1	1983	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-80 У1	1984	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
37	ПС 110 кВ Октябрьская	Т-1	ТДТН-10000/110-70	1972	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110-70	1972	79	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
38	ПС 110 кВ Отрадная	Т-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1986	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
39	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
40	ПС 110 кВ Парфюмерная	Т-1	ТДН-16000/110/6	1997	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
41	ПС 110 кВ Пашковская	Т-1	ТРДН-25000/110/10	2006	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110-У1	2022	50	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
42	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Т-1	ТДН-16000/110/10	1978	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1975	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
43	ПС 110 кВ Промзона	Т-1	ТДТН-16000/110-У1	2006	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110-У1	2006	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
44	ПС 110 кВ Речная	Т-2	ТДТН-25000/110	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-3	ТДТН-25000/110	1991	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
45	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	2008	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110-У1	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
46	ПС 110 кВ Родниковская	Т-1	ТДТН-16000/110	1972	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-10000/110	1974	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
47	ПС 110 кВ Свинокомплекс	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
48	ПС 110 кВ Северская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1984	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
49	ПС 110 кВ Старокорсунская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1983	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-76 У1	1979	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
50	ПС 110 кВ Старощербиновская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1978	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-10000/110/35/10	1973	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
51	ПС 110 кВ Тепличная	Т-1	ТДН-10000/110	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
52	ПС 110 кВ Тимашевская	Т-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1965	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
53	ПС 110 кВ Челбасская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1979	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
54	ПС 110 кВ Юго-Восточная	Т-1	ТДН-10000/110/6	1964	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Сочинский энергорайон												
55	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	Т-1	ТАМГ-3200/110/6	1968	75	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМН-6300/110/6	1998	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
56	ПС 110 кВ Волконка	Т-1	ТДТН-25000/110/10	2023	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	2008	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
57	ПС 110 кВ Головинка	Т-1	ТМН-6300/110/10	1978	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
58	ПС 110 кВ Джубга	Т-1	ТДН-10000/110/10	1974	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-10000/110/10	1984	98	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
59	ПС 110 кВ Каменка	Т-1	ТМН-6300/110/10	2019	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1988	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
60	ПС 110 кВ Лоо	Т-1	ТДН-16000/110 У1	2002	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110 У1	2002	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
61	ПС 110 кВ Новомихайловская	Т-1	ТДН-10000/110/10	1991	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1967	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
62	ПС 110 кВ Туапсе	Т-1	ТДН-16000/110/10	1975	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1975	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
63	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	Т-1	ТРДН-40000/110/10/10	2012	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110/10/10	2012	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
Юго-Западный энергорайон												
64	ПС 110 кВ Абинская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1980	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
65	ПС 110 кВ Анапская	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2014	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2014	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТРДТН-40000/110/10	2013	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
66	ПС 110 кВ Береговая	Т-1	ТМН-6300/110/10	1989	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1982	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
67	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Т-1	ТДТН-16000/110-76У1	1998	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110-76У1	1998	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-25000/110-76У1	2011	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
68	ПС 110 кВ Джемете	Т-1	ТДТН-40000/110/10/6	2013	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	2005	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-25000/110/35/10	2013	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
69	ПС 110 кВ Дивноморская	Т-1	ТДН-10000/110/10	1978	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/35/10	1991	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
70	ПС 110 кВ ДСК	Т-1	ТДН-16000/110/6	1994	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1971	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
71	ПС 110 кВ Забойская	Т-1	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
72	ПС 110 кВ Красноармейская	Т-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1985	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-66 У1	1975	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
73	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Т-1	ТМН-6300/110/10	1981	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-10000/110/10	1978	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
74	ПС 110 кВ Новомышастовская	Т-1	ТДТН-10000/110-79У1	1986	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110-79У1	1990	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
75	ПС 110 кВ Пионерская	Т-1	ТДТН-40000/110/35/10	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/10	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
76	ПС 110 кВ Полтавская	Т-1	ТМН-2500/110-73У1	1975	85	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
77	ПС 110 кВ ПТФ	Т-1	ТДН-10000/110У1	1982	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110У1	1994	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
78	ПС 110 кВ Раевская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	2000	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2016	82	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
79	ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	Т-1	ТРДН-40000/110/10	2013	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110/10	2014	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
80	ПС 110 кВ Северо-Западная	Т-1	ТМН-10000/110/10	1990	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-10000/110/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
81	ПС 110 кВ Славянская	Т-1	ТДТН-25000/110-76 У1	2019	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110-У1	2015	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
82	ПС 110 кВ Солнечная	Т-1	ТМН-10000/110/35/10	1972	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/35/10	1983	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
83	ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Т-1	ТДТН-16000/110-76У1	1975	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
84	ПС 110 кВ Старотитаровская	Т-1	ТМ-6300/110	1969	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110-71У	1983	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
85	ПС 110 кВ Сукко	Т-1	ТДТН-10000/110/10	1972	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110 У1	2021	92	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
86	ПС 110 кВ Темрюк	Т-1	ТДТН-16000/110-У1	2015	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110-У1	1997	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
87	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	Т-1	ТРДН-25000/110/10	2007	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10	2007	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
88	ПС 110 кВ Ханьковская	Т-1	ТДТГ-15000/110У1	1961	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110-66-У1	1973	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
89	ПС 110 кВ Холмская	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1964	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-15000/110/35/6	1953	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
90	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	ТДТН-16000/110-66-У1	2006	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110-У1	1991	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ 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
91	ПС 110 кВ Широкая балка	Т-1	ТДН-16000/110/10	1981	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1989	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
92	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1989	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1988	82	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	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Абинская	2021 / зима	30,09	ПС 110 кВ Абинская	ООО «Южные земли»	04.08.2021	20103-21-00656396-1	2025	2,4	0	6	0,24	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38
				ПС 110 кВ Абинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,014	0	6	0,001						
				ПС 35 кВ Абинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,288	0,007	0,22; 0,4	0,028						
2	ПС 110 кВ Анапская	2024 / лето	119,92	ПС 110 кВ Анапская	ООО «Специализированный застройщик Прогресс»	06.06.2018	20102-18-00440806-1	2025	3,387	0	10	0,677	127,843	127,843	127,843	127,843	127,843	127,843
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «Специализированный застройщик Развитие»	16.05.2018	20102-18-00440556-1	2025	3,113	0	10	0,623						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «Специализированный застройщик «АнапаСтройПроект»	24.12.2024	20102-24-00958494-1	2026	4,950	0	10	1,980						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «Вархаус»	24.12.2018	20102-18-00483210-1	2025	1,174	0	10	0,470						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «Специализированный застройщик «АН Инвестиции»	01.06.2020	21200-20-00565800-1	2025	2,5	0	10	1,0						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «СЗ Югстройзаказчик»	14.06.2019	5-31-19-0963	2025	1,699	0	10	0,679						
				ПС 110 кВ Анапская	ООО «Специализированный застройщик «АнапаСтройПроект»	28.12.2024	20102-24-00961980-1	2025	2,55	0	10	1,02						
				ПС 110 кВ Анапская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,619	1,443	0,22; 0,4	0,618						
				ПС 35 кВ Котлома	ТУ для ТП менее 670 кВт			–	3,173	0,215	0,22; 0,4	0,296						
				ПС 35 кВ Анапа	ТУ для ТП менее 670 кВт			–	0,107	0,019	0,4	0,009						
3	ПС 110 кВ Ангарская	2024 / лето	35,21	ПС 110 кВ Ангарская	МКУ «ЕДИНАЯ СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА»	24.12.2021	5-38-21-4938	2025	0,833	0	0,4	0,167	36,226	36,226	36,226	36,226	36,226	36,226
				ПС 110 кВ Ангарская	Физ. лицо	05.09.2022	5-38-22-3539	2025	1,2	0	10	0,48						
				ПС 110 кВ Ангарская	Физ. лицо	14.05.2021	5-38-21-1705	2025	1,1	0	10	0,22						
				ПС 110 кВ Ангарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,959	1,16	0,4; 10	0,08						
4	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	2024 / лето	9,59	ПС 35 кВ Комсомольская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,027	0,004	0,4	0,002	9,615	9,615	9,615	9,615	9,615	9,615
				ПС 35 кВ Новоалексеевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,200	0,004	0,22; 0,4	0,020						
				ПС 35 кВ Степная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,020	0	0,4	0,002						
5	ПС 110 кВ АПК	2024 / лето	31,73	ПС 110 кВ АПК	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,430	0	0,4;	0,043	31,776	31,776	31,776	31,776	31,776	31,776
6	ПС 110 кВ Апшеронская	2023 / лето	33,44	ПС 110 кВ Апшеронская	ООО «Краснодарская рыбная компания»	21.09.2022	21200-22-00759486-6	2025	0,996	0	10	0,398	34,038	34,038	34,038	34,038	34,038	34,038
				ПС 110 кВ Апшеронская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Самурская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,368	0,179	0,4	0,119						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
				ПС 35 кВ Черниговская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,150	0,005	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Ширванская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,260	0,014	0,4	0,025						
7	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	2023 / лето	49,72	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	–	–	–	–	–	–	–	–	49,72	49,72	49,72	49,72	49,72	49,72
8	ПС 110 кВ Афипская	2024 / лето	38,98	ПС 110 кВ Афипская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,980	0,023	0,4; 6	0,096	39,675	39,675	39,675	39,675	39,675	39,675
				ПС 35 кВ Новодмитриевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,245	0,115	0,22; 0,4; 6	0,113						
				ПС 35 кВ Керамзитовый завод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,848	0,200	0,22; 0,4; 10	0,065						
				ПС 35 кВ Смоленская Новая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,719	0,015	0,22; 0,4	0,070						
				ПС 35 кВ Азовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,503	0,059	0,22; 0,4	0,144						
				ПС 35 кВ Восточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,355	0,008	0,4	0,035						
				ПС 35 кВ Смоленская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,330	1,035	0,22; 0,4; 10	0,130						
9	ПС 110 кВ Береговая	2024 / лето	8,37	ПС 110 кВ Береговая	ООО «Атолл»	08.04.2024	20105-23-00863668-1	2025	1,322	0,015	0,4	0,654	9,378	9,378	9,378	9,378	9,378	9,378
				ПС 110 кВ Береговая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,565	0,590	0,22; 0,4	0,298						
10	ПС 110 кВ Бойко-Понура	2024 / лето	9,66	ПС 110 кВ Бойко-Понура	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,119	0,006	0,4	0,011	9,741	9,741	9,741	9,741	9,741	9,741
				ПС 35 кВ Андреевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,250	0,150	0,22–0,4	0,010						
				ПС 35 кВ Старовеличковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,581	0,033	0,22–0,4; 10	0,055						
11	ПС 110 кВ ВНИИрис	2020 / лето	26,82	ПС 110 кВ ВНИИрис	ООО «Трансстроймеханизация»	10.02.2022	20903-21-00693016-1	2025	1,500	0	10	0,6	27,655	27,655	27,655	27,655	27,655	27,655
				ПС 35 кВ Марьянская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,865	0,096	0,22; 0,4; 10	0,177						
12	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	2024 / зима	27,28	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,003	0	10	0,0003	27,429	27,429	27,429	27,429	27,429	27,429
				ПС 35 кВ КНИИСХ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,38	0	10	0,138						
13	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	2020 / зима	5,50	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,042	0	0,22; 10	0,004	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504	5,504
14	ПС 110 кВ Военгородок	2024 / лето	46,97	ПС 110 кВ Военгородок	МКУ МО город Краснодар «Единая служба заказчика»	09.12.2008	21200-08-000996-3	2025	2,470	0	10	0,988	50,497	50,497	50,497	50,497	50,497	50,497
				ПС 110 кВ Военгородок	ООО «СЗ «Ярославская»	27.06.2022	27/06/22Д	2025	2,935	0	10	1,174						
				ПС 110 кВ Военгородок	ООО «СИНАРА-ГТР Краснодар»	26.09.2024	21106-24-00907046-1	2025	2,783	0	10	1,113						
15	ПС 110 кВ Волконка	2023 / лето	37,5	ПС 110 кВ Волконка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,511	0,915	0,22; 0,4; 10	0,56	38,098	38,098	38,098	38,098	38,098	38,098

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
16	ПС 110 кВ Восточная	2021 / лето	48,55	ПС 110 кВ Восточная	ФГБОУ ВО «Кубанский Государственный Университет Физической Культуры, Спорта и Туризма»	21.12.2020	21200-20-00588468-1	2025	1,330	0	10	0,266	49,429	49,429	49,429	49,429	49,429	49,429
					ООО «Организация транспортных систем»	18.12.2014	5-38-14-1165	2025	1,000	0	10	0,4						
					ГКУ «Главное управление строительства Краснодарского края»	29.04.2014	4-38-13-1876	2025	0,750	0	10	0,15						
17	ПС 110 кВ Выселки	2024 / лето	41,58	ПС 110 кВ Выселки	ГКУ «Главное управление строительства Краснодарского края»	30.12.2022	20801-22-00772842-1	2025	0,854	0	6	0,342	42,064	42,064	42,064	42,064	42,064	42,064
				ПС 110 кВ Выселки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,410	0,131	0,4	0,028						
				ПС 35 кВ Журавская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,143	0,020	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ Березанская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,138	0,013	0,4	0,013						
				ПС 35 кВ Березанская-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,045	0,004	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Гаджировка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,011	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Дружба	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,413	0,024	0,22; 0,4	0,039						
				ПС 35 кВ Бейсужек-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,130	0	0,4	0,013						
18	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	2024 / лето	54,44	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ООО «ВЕРП»	21.11.2022	47051-10-22/С-КАВ	2025	0,750	0	10	0,3	55,993	55,993	55,993	55,993	55,993	55,993
				ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ОАО «РЖД»	21.11.2022	47051-10-22/С-КАВ	2025	2,650	1,900	10	0,375						
				ПС 110 кВ Вышестеблиевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,149	0,004	0,22; 0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Мирная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,060	0	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Черноморская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,505	0,719	0,22; 0,4; 10	0,179						
				ПС 35 кВ Ахтанизовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,154	0,099	0,22; 0,4	0,106						
				ПС 35 кВ Голубицкая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,116	0,178	0,22; 0,4	0,194						
				ПС 35 кВ Фанагория	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,184	0,010	0,22; 0,4	0,017						
				ПС 35 кВ Запорожская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,936	0,133	0,22; 0,4	0,180						
				ПС 35 кВ Ильичевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,045	0	0,4	0,005						
				ПС 35 кВ Тамань	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,855	0,081	0,4	0,077						
19	ПС 110 кВ Газоаппарат	2023 / лето	17,49	ПС 110 кВ Газоаппарат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,030	0	0,4	0,003	17,595	17,595	17,595	17,595	17,595	17,595
				ПС 35 кВ Водозабор	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,722	0,128	0,22; 0,4	0,059						
				ПС 35 кВ Каневская-35	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,435	0,067	0,22; 0,4	0,037						
20	ПС 110 кВ Головинка	2023 / лето	9,90	ПС 110 кВ Головинка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,370	0,030	0,4	0,034	9,936	9,936	9,936	9,936	9,936	9,936

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
21	ПС 110 кВ Гулькевичи	2024 / лето	41,42	ПС 110 кВ Гулькевичи	ООО Мясоперерабатывающее предприятие «Мясторг»	19.07.2021	21200-21-00648298-6	2025	1,000	0,015	35	0,493	42,062	42,062	42,062	42,062	42,062	42,062
				ПС 110 кВ Гулькевичи	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,851	0	0,4; 6	0,085						
				ПС 110 кВ Плодовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,010	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Венцы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,071	0	0,22; 0,4	0,007						
				ПС 35 кВ Соколовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,091	0	0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Зеленчукская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,019	0,008	0,22; 0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Николенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,021	0,003	0,4	0,002						
22	ПС 110 кВ Дальняя	2024 / лето	18,90	ПС 110 кВ Дальняя	–	–	–	–	–	–	–	–	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
23	ПС 110 кВ Джемете	2023 / лето	60,83	ПС 110 кВ Джемете	ИП Бердичевский Георгий Рудольфович	29.10.2018	20102-18-00474452-1	2025	2,766	0	10	0,553	64,293	64,293	64,293	64,293	64,293	64,293
				ПС 110 кВ Джемете	ООО «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	2025	2,574	0	10	0,515						
				ПС 110 кВ Джемете	ООО «Специализированный застройщик ТСК «Каскад»	15.11.2022	20102-22-00770960-1	2025	0,870	0	6	0,174						
				ПС 110 кВ Джемете	ООО Специализированный застройщик «Межсанаторный»	17.02.2023	20102-23-00790450-1	2025	0,938	0	10	0,375						
				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			2025	3,692	0,467	0,4–10	0,323						
24	ПС 110 кВ Джубга	2024 / лето	17,64	ПС 110 кВ Джубга	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,468	1,022	0,4; 10	0,345	18,008	18,008	18,008	18,008	18,008	18,008
25	ПС 110 кВ Дивная	2023 / лето	19,38	ПС 110 кВ Дивная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0	0,22	0,001	19,561	19,561	19,561	19,561	19,561	19,561
				ПС 35 кВ Коноково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,971	0	0,22; 0,4	0,097						
				ПС 35 кВ Марьино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,371	0,158	0,22; 0,4	0,021						
				ПС 35 кВ Маламино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,489	0	0,22; 10	0,049						
				ПС 110 кВ Плодопитомник	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Успенская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,22–10	0,002						
26	ПС 110 кВ Дивноморская	2023 / лето	17,23	ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	09.02.2023	3-34-22-4973	2025	0,800	0	10	0,56	19,039	19,039	19,039	19,039	19,039	19,039
				ПС 110 кВ Дивноморская	ООО «КВГ»	14.02.2023	3-34-22-4598	2025	1,600	0	10	1,12						
27	ПС 110 кВ Динская	2024 / лето	50,09	ПС 110 кВ Динская	ООО «Торгово-Производственная компания Альянстехнолоджи»	22.12.2021	21103-21-00689890-1	2025	4,400	0,400	10	1,6	52,147	52,147	52,147	52,147	52,147	52,147
				ПС 35 кВ Кочеты-2	Физ. лицо	03.04.2025	21103-25-00982080-1	2025	1,000	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Динская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,735	0,009	0,4; 10	0,073						
				ПС 35 кВ Динская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,903	0,224	0,4; 10	0,068						
				ПС 35 кВ Кочеты-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ НС-19	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,080	0	0,22–0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Пластуновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,682	0,057	0,22–0,4	0,063						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
28	ПС 110 кВ ДСК	2023 / лето	24,87	ПС 110 кВ ДСК	ООО Специализированный застройщик «Догма вода»	13.12.2023	20104-23-00860044-1	2025	3,547	0	6	1,419	26,496	26,555	26,555	26,555	26,555	26,555
				ПС 110 кВ ДСК	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,926	0,01	0,4; 6	0,092						
				ПС 110 кВ ДСК	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	5,565	5,014	6	0,055						
29	ПС 110 кВ Ейск	2023 / лето	40,82	ПС 110 кВ Ейск	ООО Мелькомбинат «Ейский»	28.04.2023	20501-23-00804116-1	2025	4,573	0	6	2,287	43,713	43,713	43,713	43,713	43,713	43,713
				ПС 110 кВ Ейск	ООО «Ейск-Порт-Виста»	13.09.2024	20501-24-00932178-1	2026	1,426	0,426	6	0,4						
30	ПС 110 кВ Ейск-2	2023 / лето	22,10	ПС 110 кВ Ейск-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,625	0	6	0,063	22,167	22,167	22,167	22,167	22,167	22,167
31	ПС 110 кВ ЖБШ	2023 / зима	10,12	ПС 110 кВ ЖБШ	ООО «ЭНЕРГОСТРОЙ»	06.07.2023	21200-23-00819272-1	2025	1,000	0,120	6	0,352	10,526	10,526	10,526	10,526	10,526	10,526
				ПС 110 кВ ЖБШ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,255	0	0,4; 6	0,026						
32	ПС 110 кВ Забойская	2020 / лето	11,79	ПС 110 кВ Забойская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	0,22; 0,4	0,002	11,797	11,797	11,797	11,797	11,797	11,797
				ПС 35 кВ Проточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Голубая нива	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,028	0	0,22	0,003						
33	ПС 110 кВ Западная-2	2020 / лето	58,01	ПС 110 кВ Западная-2	МКУ МО г. Краснодар «Управление капитального строительства»	21.09.2006	21200-06-000266-3	2025	0,918	0	10	0,367	59,11	59,11	59,11	59,11	59,11	59,11
				ПС 110 кВ Западная-2	ООО «Строительная компания «Хайр»	09.08.2023	21101-23-00825626-1	2025	0,699	0	35	0,28						
				ПС 110 кВ Западная-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,481	4,154	–	0,033						
				ПС 35 кВ Западная-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,055	0	–	0,006						
				ПС 35 кВ НС-4	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,296	0,080	6–10	0,022						
				ПС 35 кВ НС-3	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,120	0,014		0,011						
				ПС 35 кВ Хомуты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,269	0,198	0,4; 10	0,307						
34	ПС 110 кВ Ильская	2021 / лето	25,78	ПС 110 кВ Ильская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,435	0,216	0,22; 0,4	0,122	25,946	25,946	25,946	25,946	25,946	25,946
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,350	0	0,4	0,035						
35	ПС 110 кВ Каменка	2023 / зима	11,00	ПС 110 кВ Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,765	0,210	0,22; 0,4; 10	0,256	11,273	11,273	11,273	11,273	11,273	11,273
36	ПС 110 кВ Кислородный завод	2021 / лето	16,54	ПС 110 кВ Кислородный завод	ООО «Энерго-Вольт» (ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкав-монтаж»)	17.09.2018	21200-18-00464256-5	2025	5,125	2,625	6	1,75	18,756	18,756	18,756	18,756	18,756	18,756
				ПС 110 кВ Кислородный завод	ЗАО «Кубаньтехгаз»	11.07.2024	21106-24-00907522-1	2025	0,670	0	6	0,289						
				ПС 110 кВ Кислородный завод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,550	0,150	6	0,043						
37	ПС 110 кВ Раевская	2022 / зима	29,86	ПС 110 кВ Раевская	ООО «Оптово-распределительный центр «Раевское»	28.01.2025	20104-24-00957096-1	2026	4,699	0	10	2,349	33,493	33,493	33,493	33,493	33,493	33,493
				ПС 110 кВ Раевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,328	0,362	0,22; 0,4; 10	0,597						
				ПС 35 кВ Раевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,604	0,244	0,22; 0,4; 6	0,436						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
38	ПС 110 кВ Кореновская	2023 / лето	45,85	ПС 110 кВ Кореновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,001	0	0,4	0,0001	46,578	46,578	46,578	46,578	46,578	46,578
				ПС 35 кВ Кирпильская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,045	0,006	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Кореновский завод сухой сыворотки	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,560	0,400	0,4; 10	0,016						
				ПС 35 кВ Кореновский сахарный завод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,010	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Платнировская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,394	0,028	0,22; 0,4; 10	0,037						
				ПС 35 кВ Сергиевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,279	0	0,22; 0,4; 10	0,028						
				ПС 35 кВ Раздольная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,076	0,013	0,4	0,006						
				ПС 35 кВ Бураковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,041	0	0,22; 0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Родина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,295	0,023	0,22; 0,4	0,027						
				ПС 35 кВ Элитная	ООО «Кубанская Продуктовая Компания»	30.03.2021	21200-21-00617134-1	2025	2,600	1,500	10	0,55						
				ПС 35 кВ Элитная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,064	0,020	0,22; 0,4	0,004						
39	ПС 110 кВ Красноармейская	2024 / лето	31,74	ПС 110 кВ Красноармейская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,134	1,539	0,4; 10	0,16	32,05	32,912	32,912	32,912	32,912	32,912
				ПС 35 кВ Зеленская	ООО «ЕвроПартнер»	13.12.2024	20903-24-957654-1	2027	1	0,800	0,800	0,800						
				ПС 35 кВ Зеленская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,187	0,002	0,4; 10	0,019						
				ПС 35 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,247	0,100	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Джерелиевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,080	0	0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Мичуринская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,108	0,204	0,22; 0,4	0,090						
40	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	2023 / лето	9,27	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,817	0,1	0,22; 0,4	0,072	9,346	9,346	9,346	9,346	9,346	9,346
41	ПС 110 кВ Кущевская	2023 / лето	32,81	ПС 110 кВ Кущевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,439	0	6	0,044	32,969	32,969	32,969	32,969	32,969	32,969
				ПС 35 кВ Кисляковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,055	0,012	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Казачья	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,106	0,010	0,22; 0,4	0,010						
				ПС 35 кВ Кущевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,090	0,015	0,4	0,007						
				ПС 35 кВ Куликовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Полтавченская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0,002	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Степнянская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,422	0,015	0,4	0,041						
				ПС 35 кВ Раздольная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,038	0,011	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Элеватор	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,452	0,087	0,22; 0,4	0,037						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
42	ПС 110 кВ Лабинск-1	2021 / зима	30,13	ПС 110 кВ Лабинск-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,212	0,002	0,4; 10	0,021	30,266	30,266	30,266	30,266	30,266	30,266
				ПС 35 кВ Беноково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,040	0	0,4	0,004						
				ПС 35 кВ ЛССК	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,450	0	0,4; 10	0,045						
				ПС 35 кВ Костромская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,200	0,004	0,4; 10	0,020						
				ПС 35 кВ Семсовхоз	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,103	0,009	0,22; 0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Чамлык	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Ярославская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,315	0,050	0,4; 10	0,027						
43	ПС 110 кВ Лабинск-2	2021 / лето	15,48	–	–			–	–	–	–	–	15,48	15,48	15,48	15,48	15,48	15,48
44	ПС 110 кВ Ладожская	2023 / лето	26,37	ПС 110 кВ Ладожская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,304	0,055	0,22; 0,4; 10	0,025	26,473	26,473	26,473	26,473	26,473	26,473
				ПС 35 кВ Двубратская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,150	0,015	0,4	0,014						
				ПС 35 кВ Восточная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,292	0,015	0,4	0,028						
				ПС 35 кВ Братская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,310	0	0,4	0,031						
45	ПС 110 кВ Ленинградская	2021 / лето	30,1	ПС 110 кВ Ленинградская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,094	0,008	0,22; 0,4	0,009	30,132	30,132	30,132	30,132	30,132	30,132
				ПС 35 кВ Ленинградская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,249	0,240	0,22; 0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Рощинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,230	0,022	0,22; 0,4	0,021						
46	ПС 110 кВ Лоо	2024 / лето	21,63	ПС 110 кВ Лоо	ООО «АВТОРЕМ-СТРОЙ ЮГ»	03.07.2024	20203-24-00 918 598-1	2025	4	0,015	10	3,587	26,506	26,506	26,506	26,506	26,506	26,506
				ПС 110 кВ Лоо	ООО «Компания «СибСтройИнвест»	19.08.2024	20203-24-00924270-1	2026	3,688	0,015	10	0,735						
				ПС 110 кВ Лоо	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,428	0,352	0,4; 10	0,208						
47	ПС 110 кВ Лорис	2024 / лето	92,44	ПС 110 кВ Лорис	ООО «Холдиг-Кубань»	08.05.2019	21200-19-00504162-1	2025	5,0	3,0	10	0,8	94,435	94,435	94,435	94,435	94,435	94,435
				ПС 110 кВ Лорис	ТУ для ТП менее 670 кВт (40 шт.)			2025	2,536	0,564	0,22; 0,4; 10	0,197						
				ПС 35 кВ Биофабрика	Физ. лицо	17.07.2023	21103-23-00822128-1	2025	1,639	0	10	0,656						
				ПС 35 кВ НС-16	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,64	0,0095	0,4; 10	0,063						
				ПС 35 кВ НС-17	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,685	0,008	0,22; 0,4	0,068						
				ПС 35 кВ Дачи-4	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0,003	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Агроном-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,512	0,228	0,22; 0,4; 10	0,028						
				ПС 35 кВ Агроном-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,435	0,015	0,4; 10	0,042						
48	ПС 110 кВ Мартанская	2020 / зима	10,67	ПС 110 кВ Мартанская	ИП Хабаху Аскер Гиссович	01.07.2024	21200-24-00913480-1	2025	1,2	0	35	0,48	11,455	11,455	11,455	11,455	11,455	11,455
				ПС 35 кВ НС-15	ИП Попова Ирина Станиславовна	10.03.2025	21102-25-00975474-1	2025	1,4	0	35	0,14						
				ПС 110 кВ Мартанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,159	0,003	0,4; 10	0,016						
				ПС 35 кВ Бакинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,333	0,041	0,4	0,029						
				ПС 35 кВ Понежукай	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,32	0,006	0,22; 0,4	0,031						
				ПС 35 кВ Шевченко	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,345	0,003	0,4	0,034						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
49	ПС 110 кВ Моревская	2024 / лето	16,09	ПС 110 кВ Моревская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,003	0,4	0,001	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313
				ПС 35 кВ Азовец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,030	0,003	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Должанская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,083	0,130	0,4	0,095						
				ПС 35 кВ Кухаревская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,213	0,006	0,22; 0,4	0,021						
				ПС 35 кВ Плодоовощ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,921	0,151	0,22; 0,4	0,077						
				ПС 35 кВ Путь к коммунизму	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,087	0,009	0,22; 0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Урожайная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,066	0,009	0,22; 0,4	0,006						
50	ПС 110 кВ Мясокомбинат	2021 / лето	11,54	ПС 110 кВ Мясокомбинат	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,032	0,634	0,22; 6	0,04	11,583	11,583	11,583	11,583	11,583	11,583
51	ПС 110 кВ Нововеличковская	2021 / лето	14,23	ПС 110 кВ Нововеличковская	ООО «ССТ»	08.08.2024	21103-24-00923588-1	2025	2,0	0	10	1,0	16,419	16,419	16,419	16,419	16,419	16,419
				ПС 110 кВ Нововеличковская	ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»	22.04.2025	21103-25-00977242-1	2025	0,74	0	6	0,296						
				ПС 110 кВ Нововеличковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,497	0,066	0,22; 0,4; 10	0,143						
				ПС 35 кВ Воронцовская	ГК «Российские автомобильные дороги»	08.09.2022	21100-22-00721618-1	2025	0,674	0	10	0,27						
				ПС 35 кВ Воронцовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,347	0,071	0,22; 0,4; 10	0,328						
52	ПС 110 кВ Новомихайловская	2023 / лето	16	ПС 110 кВ Новомихайловская	ООО «Национальная инвестиционная компания»	05.09.2007	21200-07-000559-2	2025	2,040	1,200	10	0,336	16,626	16,626	16,626	16,626	16,626	16,626
				ПС 110 кВ Новомихайловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,832	0,357	0,4; 10	0,248						
53	ПС 110 кВ Новомышастовская	2024 / лето	16,11	ПС 110 кВ Новомышастовская	МКУ МО Красноармейский район «Красноармейская-капстрой»	05.09.2023	20903-23-00819314-1	2025	0,809	0	10	0,162	16,463	17,749	17,749	17,749	17,749	17,749
				ПС 110 кВ Новомышастовская	ООО Специализированный застройщик «Марьянский парк»	03.03.2025	20903-25-00974998-1	2027	3,00	0,015	10	1,194						
				ПС 110 кВ Новомышастовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,587	0,116	0,22; 0,4; 10	0,047						
				ПС 35 кВ ПТФ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,289	0,005	0,22; 0,4; 10	0,028						
				ПС 35 кВ Ивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,695	0,774	0,22; 0,4; 10	0,092						
54	ПС 110 кВ Новониколаевская	2022 / лето	3,32	ПС 110 кВ Новониколаевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,007	0	0,22	0,001	3,321	3,321	3,321	3,321	3,321	3,321
55	ПС 110 кВ Новопокровская	2024 /лето	16,72	ПС 110 кВ Новопокровская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,192	0,371	0,22; 0,4; 10	0,082	16,818	16,818	16,818	16,818	16,818	16,818
				ПС 35 кВ НС-18	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,010	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Ильинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,095	0,007	0,22; 0,4	0,009						
56	ПС 110 кВ Октябрьская	2023 / лето	10,74	ПС 110 кВ Октябрьская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,255	0	0,4; 10	0,026	10,767	10,767	10,767	10,767	10,767	10,767

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
57	ПС 110 кВ Отрадная	2024 / зима	23,41	ПС 110 кВ Отрадная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,515	0,129	0,22; 0,4	0,039	23,532	23,532	23,532	23,532	23,532	23,532
				ПС 35 кВ Благодарная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Малотенгинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,895	1,350	0,4; 10	0,055						
				ПС 35 кВ Спокойная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,008	0	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Передовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Попутная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,037	0,008	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Удобная	ТУ для ТП менее 670 кВ			2025	0,170	0,015	0,4	0,016						
58	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2022 / зима	37,00	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ООО «БЕЛТЕКС»	02.06.2022	4-33-22-1918	2025	0,670	0	10	0,268	37,747	37,747	37,799	37,799	37,799	37,799
				ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,360	0	0,4; 10	0,036						
				ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт			2028	1,548	1,067	10	0,048						
				ПС 35 кВ Степная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,702	1,320	0,22; 0,4; 10	0,138						
				ПС 35 кВ Школьная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,303	0,015	0,22; 0,4; 10	0,029						
				ПС 35 кВ Великое	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,902	0,765	0,22; 0,4; 10	0,114						
				ПС 35 кВ Пшехская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,170	0,046	0,22; 0,4; 10	0,112						
59	ПС 110 кВ Парфюмерная	2021 / лето	22,56	ПС 110 кВ Парфюмерная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,165	0,015	0,4	0,015	22,576	22,576	22,576	22,576	22,576	22,576
60	ПС 110 кВ Пашковская	2021 / лето	48,55	ПС 110 кВ Пашковская	ООО «МИРТЕХ-КУБАНЬ»	09.09.2021	5-38-21-2778	2025	1,15	0,15	10	0,4	51,284	51,284	51,284	51,284	51,284	51,284
				ПС 110 кВ Пашковская	ООО «Специализированный застройщик «Краснодарский Девелопер 2»	17.04.2024	5-38-24-0804	2026	4,354	0	10	1,742						
				ПС 110 кВ Пашковская	ООО «Специализированный застройщик «Краснодарский Девелопер 2»	11.09.2024	5-38-24-3089	2025	0,904	0	10	0,362						
				ПС 110 кВ Пашковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,15	0,8	10	0,09 0,035						
61	ПС 110 кВ Пионерская	2024 / лето	52,78	ПС 110 кВ Пионерская	Физ. лицо	10.11.2016	21200-16-00339334-1	2025	2,986	0	10	1,194	55,594	55,594	55,594	55,594	55,594	55,594
				ПС 110 кВ Пионерская	ООО Специализированный застройщик «Клевер»	02.09.2022	20102-22-00758368-1	2025	0,870	0	10	0,348						
				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	2025	0,700	0	10	0,14						
				ПС 110 кВ Пионерская	ООО «ПроШкола №20»	13.07.2023	20102-23-00794432-1	2025	0,714	0	10	0,143						
				ПС 110 кВ Пионерская	ИП Янишогло Евгений Федорович	15.07.2021	20102-21-00652948-1	2025	0,800	0	10	0,16						
				ПС 110 кВ Пионерская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,05	0,608	0,22; 0,4; 10	0,344						
				ПС 35 кВ Аэропорт	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,218	0,084	0,4; 10	0,113						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
62	ПС 110 кВ Полтавская	2024 / лето	2,53	ПС 110 кВ Полтавская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,023	0	0,4	0,002	2,532	2,532	2,532	2,532	2,532	2,532
63	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	2020 / лето	18,62	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,27	4,665	0,4; 10	0,061	18,685	18,685	18,685	18,685	18,685	18,685
64	ПС 110 кВ Промзона	2024 / лето	17,76	ПС 110 кВ Промзона	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,901	0,271	0,22; 0,4; 10	0,0063	17,827	17,827	17,827	17,827	17,827	17,827
65	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	2024 / лето	13,12	ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети)	МКУ МО город Краснодар «Единая служба заказчика»	28.02.2024	21106-23-00859412-1	2025	1,701	0,	10	0,681	13,853	13,853	13,853	13,853	13,853	13,853
66	ПС 110 кВ Речная	2023 / лето	34,15	ПС 110 кВ Речная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,060	0	0,22; 0,4	0,006	34,189	34,189	34,189	34,189	34,189	34,189
				ПС 35 кВ Южная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,149	1,850	6	0,030						
67	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	2024 / лето	55,27	ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	ООО «АРТЭНЦ»	01.10.2014	21200-14-00202698-4	2025	2,300	0	10	0,92	56,282	56,282	56,282	56,282	56,282	56,282
				ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,2	0	0,4	0,02						
68	ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	2024 / лето	47,74	ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Кубаньжилстрой»	28.07.2008	21200-08-000826-3	2025	5,742	3,63	10	0,845	58,472	58,472	58,472	58,472	58,472	58,472
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	МКУ «Управление строительства»	26.06.2018	20104-18-00441002-1	2025	1,80	0	10	0,72						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	Физ. лицо	19.11.2018	20104-18-00475200-1	2025	3,00	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	Физ. лицо	13.02.2019	20104-19-00488296-1	2025	4,95	0	10	1,98						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ИП Антоньян Артём Георгиевич	27.03.2019	20104-19-00497124-1	2025	4,95	0	10	1,98						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	15.04.2022	20104-22-00705904-1	2025	1,50	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	15.04.2022	20104-22-00705906-1	2025	1,50	0	10	0,60						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Специализированный застройщик «Деловое партнерство»	15.04.2022	20104-22-00705916-1	2025	1,95	0	10	0,78						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	Физ. лицо	21.04.2025	20104-19-00517146-1	2025	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Специализированный застройщик «Мегастрой»	08.04.2025	20104-25-00983132-1	2026	3,189	0	10	1,276						
				ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	11,16	9,30	0,4; 10	0,186						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
69	ПС 110 кВ Родниковская	2020 / лето	21,39	ПС 110 кВ Родниковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,056	0,012	0,22; 0,4	0,004	21,459	21,459	21,459	21,459	21,459	21,459
				ПС 35 кВ Натырбово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,09	0	0,4	0,009						
				ПС 35 кВ Константиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,635	0,239	0,4; 10	0,04						
				ПС 35 кВ Унароково	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,027	0	0,4	0,003						
				ПС 35 кВ Элит	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,007	0,005	0,4	0,0002						
				ПС 35 кВ Блечепси	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,033	0,015	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Кавказ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,085	0,019	0,4; 10	0,007						
70	ПС 110 кВ Свинокомплекс	2024 / лето	21,96	ПС 110 кВ Свинокомплекс	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,292	1,943	0,22; 0,4; 10	0,035	22,117	22,117	22,117	22,117	22,117	22,117
				ПС 35 кВ Искра	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Комбикормовый Завод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,165	0,015	0,4	0,015						
				ПС 35 кВ Теплицы	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,435	0,015	0,22; 0,4; 10	0,042						
				ПС 35 кВ Кубанец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,175	0,015	0,4	0,016						
				ПС 35 кВ 40 лет Октября	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,167	0,011	0,4	0,016						
				ПС 35 кВ Медведовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,246	0,006	0,4; 10	0,024						
71	ПС 110 кВ Северо-Западная	2023 / лето	12,87	ПС 110 кВ Северо-Западная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,2	1,6	0,4; 10	0,06	12,934	12,934	12,934	12,934	12,934	12,934
72	ПС 110 кВ Северская	2024 / зима	24,72	ПС 110 кВ Северская	ООО СЗ «Северская»	21.03.2024	21104-24-00881756-1	2026	2,15	0,15	10	0,8	25,744	25,744	25,744	25,744	25,744	25,744
				ПС 110 кВ Северская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,519	0,421	0,22; 0,4; 10	0,110						
				ПС 35 кВ Львоская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,410	0,022	0,4	0,039						
				ПС 35 кВ Новоивановская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,021	0,006	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Михайловская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,023	0,003	0,4	0,002						
73	ПС 110 кВ Славянская	2023 / лето	25,99	ПС 110 кВ Славянская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,104	1,535	0,22; 0,4; 10	0,057	26,053	26,053	26,053	26,053	26,053	26,053
				ПС 35 кВ Первомайская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,022	0	0,22; 0,4	0,002						
74	ПС 110 кВ Солнечная	2024 / зима	15,11	ПС 110 кВ Солнечная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,372	0,188	0,4	0,118	15,482	15,482	15,482	15,482	15,482	15,482
				ПС 35 кВ Абрау-Дюрсо	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,565	0,256	0,4; 10	0,231						
75	ПС 110 кВ Старокорсунская	2024 / зима	28,71	ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Комплекс по переработке сельхозпродукции «Дары Кубани»	01.11.2022	21100-22-00768502-1	2025	1,100	0	10	0,44	29,664	29,664	29,664	29,664	29,664	29,664
				ПС 110 кВ Старокорсунская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,269	0,290	0,22; 0,4; 10	0,298						
				ПС 35 кВ Биофабрика	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,120	0	0,4	0,012						
				ПС 35 кВ НС-10	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,766	0,137	0,4; 10	0,063						
				ПС 35 кВ Хутор Ленина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,257	0,082	0,22; 0,4; 10	0,118						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
76	ПС 110 кВ Старониже-стеблиевская	2021 / лето	15,28	ПС 110 кВ Старониже-стеблиевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,235	0,009	0,4	0,023	15,383	15,383	15,383	15,383	15,383	15,383
				ПС 35 кВ Гришковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,300	0	10	0,030						
				ПС 35 кВ Советская Кубань	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,671	0,500	6	0,017						
				ПС 35 кВ Крупская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Ивановская-2	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,264	0,006	0,22; 0,4	0,026						
77	ПС 110 кВ Старотитаровская	2024 / лето	10,11	ПС 110 кВ Старотитаровская	ООО «Кубань-Вино»	02.04.2024	20901-24-00879794-1	2026	2,06	1,06	10	0,5	10,787	10,787	10,787	10,787	10,787	10,787
				ПС 110 кВ Старотитаровская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,142	0,844	0,22; 0,4; 10	0,13						
78	ПС 110 кВ Старощербиновская	2023 / лето	14,21	ПС 110 кВ Старощербиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,618	0,140	0,22; 0,4; 10	0,148	14,386	14,386	14,386	14,386	14,386	14,386
				ПС 35 кВ Нерест	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,091	0,013	0,22; 0,4	0,008						
				ПС 35 кВ Новощербиновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,093	0	0,22; 0,4	0,009						
79	ПС 110 кВ Сукко	2023 / лето	14,39	ПС 110 кВ Сукко	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,74	0,116	0,22; 0,4; 10	0,162	14,563	14,563	14,563	14,563	14,563	14,563
80	ПС 110 кВ Темрюк	2023 / лето	35,07	ПС 110 кВ Темрюк	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,408	0	0,22; 0,4; 10	0,141	35,236	35,236	35,236	35,236	35,236	35,236
				ПС 35 кВ Рыбзавод 1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,150	0	0,4	0,015						
81	ПС 110 кВ Тепличная	2024 / лето	11,31	ПС 110 кВ Тепличная	–	–	–	–	–	–	–	–	11,31	11,31	11,31	11,31	11,31	11,31
82	ПС 110 кВ Тимашевская	2020 / лето	24,04	ПС 110 кВ Тимашевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,035	0	0,22; 0,4	0,004	24,068	24,068	24,068	24,068	24,068	24,068
				ПС 35 кВ Красная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0	0,4	0,002						
				ПС 35 кВ Димитрова	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,044	0	0,22; 0,4	0,004						
				ПС 35 кВ Пенькозавод	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,265	0	0,4; 10	0,017						
83	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	2023 / лето	26,41	ПС 110 кВ Тонкий Мыс	ООО «Эдельвейс»»	14.12.2018	20105-18-00478296-1	2025	3,000	0	10	1,2	2845	28,45	28,45	28,45	28,45	28,45
				ПС 110 кВ Тонкий Мыс	ООО Гольф-клуб «Геленджик Гольф Резорт»	10.12.2021	20105-21-00689870-1	2025	2,772	1,652	10	0,224						
				ПС 110 кВ Тонкий Мыс	ООО «Дом Солнца»	20.12.2021	20105-21-00689936-1	2025	1,175	0	10	0,47						
84	ПС 110 кВ Туапсе	2020 / лето	26,1	ПС 110 кВ Туапсе	ООО «Специализированный застройщик «Агой-парк»	27.07.2022	20205-22-00742024-1	2026	2,13	013	6	0,8	27,027	27,027	27,027	27,027	27,027	27,027
				ПС 110 кВ Туапсе	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,638	0,022	0,4–6	0,062						
85	ПС 110 кВ Ханьковская	2024 / лето	25,76	ПС 35 кВ Прибрежная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,340	0,050	0,4	0,029	25,816	25,816	25,816	25,816	25,816	25,816
				ПС 35 кВ Рисовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Бараниковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,080	0,010	0,22; 0,4	0,007						
				ПС 35 кВ Черноерковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,162	0	0,22; 0,4	0,016						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
86	ПС 110 кВ Холмская	2020 / зима	23,07	ПС 110 кВ Холмская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,352	0,046	0,22; 0,4	0,031	23,182	23,182	23,182	23,182	23,182	23,182
				ПС 35 кВ Элеваторная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,724	0,040	0,22; 0,4; 6	0,068						
				ПС 35 кВ Родина	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Ахтырская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,064	0,002	0,22; 0,4	0,006						
87	ПС 110 кВ Центральная	2024 / лето	27,78	ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,097	0,031	0,22; 0,4	0,007	27,888	27,888	27,888	27,888	27,888	27,888
				ПС 35 кВ НС-12	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,457	0,017	0,22; 0,4	0,044						
				ПС 35 кВ Анастасиевская-1	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,548	0,030	0,22; 0,4	0,052						
88	ПС 110 кВ Челбасская	2021 / лето	18,69	ПС 35 кВ Старолеушковская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,120	0,006	0,4	0,011	18,813	18,813	18,813	18,813	18,813	18,813
				ПС 35 кВ Прогресс	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,015	0,003	0,4	0,001						
				ПС 35 кВ Ленинодарская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,005	0	0,22	0,001						
				ПС 35 кВ Новопластуновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,069	0,003	0,22; 0,4	0,007						
89	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	2025	0,739	0	10	0,296	11,725	11,725	11,725	11,725	11,725	11,725
				ПС 110 кВ Широкая Балка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,517	0,147	0,4; 10	0,137						
90	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
91	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	2024 / лето	66,65	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ООО «АгроТорг»	15.06.2018	20202-18-00445636-1	2025	4,95	0	10	1,98	69,802	70,653	70,653	70,653	70,653	70,653
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ООО «Зеркало»	21.07.2022	20202-22-00732450-1	2025	0,774	0	10	0,31						
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ООО «Юг-Инвестстрой»	28.11.2024	20202-24-00952130-1	2027	2,9	1,65	10	0,5						
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	АО «Пансионат «Солнечный луч»	28.11.2024	20202-24-002232-1	2027	3	1,55	10	0,29						
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ООО «Союз поддержки морской пехоты и подразделений специального назначения «Альбатрос»	28.12.2024	20202-24-00959796-1	2025	2	0,4	10	0,32						
				ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,241	1,044	0,22; 0,4; 10	0,32						

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
92	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	2021 / лето	41,82	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	ООО «Строй-Ресурс»	15.01.2020	20104-19-00546324-1	2025	0,800	0	10	0,32	43,380	43,380	43,380	43,380	43,380	43,380
				ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	ПАО «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 (4 шт.)			2025	1,43	0	0,4; 10	0,143						

ПС 110 кВ Абинская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 30,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 58,70 %.

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 2,696 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}09 + 0{,}29 + 0 - 0 = 30{,}38 \text{ МВА}.$$

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 Абинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 60,23 % (без ТП превышение до 58,70 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Абинская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Абинская расчетный объем ГАО составит 11,42 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Анапская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 119,92 МВА. В ПАР отключения Т-1 (нагрузка Т-1 по 35 кВ переводится на Т-2, нагрузка Т-1 по 10 кВ переводится на Т-3) нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн(Т-2)}}$ на величину до 29,67 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 36,82 %. В ПАР отключения Т-2 (нагрузка Т-2 по 35 кВ переводится на Т-1, нагрузка Т-2 по 10 кВ переводится на Т-3) нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 22,31 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 44,18 %. В ПАР отключения Т-3 (нагрузка НН-1 (3+5 СШ 10 кВ) Т-3 переводится на Т-1; нагрузка НН-2 (4+6 СШ 10 кВ) Т-3 переводится на Т-2) нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 40,53 %, нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн(Т-2)}}$ на величину до 25,96 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 11,06 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода в ПАР отключения Т-1 фактическая нагрузка Т-2 составляет 52,82 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-2)}}$ на величину до 17,38 %, фактическая нагрузка Т-3 составляет 56,04 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 24,53 %. С учетом возможности перевода в ПАР отключения Т-2 фактическая нагрузка Т-1 составляет 49,51 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 10,02 %, фактическая нагрузка Т-3 составляет 59,35 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 31,89 %. С учетом возможности перевода в ПАР отключения Т-3 фактическая нагрузка Т-1 составляет 57,71 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 28,24 %, фактическая нагрузка Т-2 составляет 51,15 МВА и превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 13,67 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,595 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,923 МВА, из них 0,323 МВА приходится на сеть 35 кВ – присоединение перспективной нагрузки к ПС 35 кВ Анапа и ПС 35 кВ Котлома).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 119{,}92 + 7{,}923 + 0 - 11{,}06 = 116{,}783 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарные величины 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 11,06 МВА превышают $S_{\text{ддн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после

отключения трансформатора Т-1, на величины до 23,30 % и 36,22 % соответственно (без ТП превышение до 17,38 % и 24,53 % соответственно).

Суммарные величины 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 11,06 МВА превышают $S_{ддн}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-2, на величины до 15,31 % и 44,21 % соответственно (без ТП превышение до 10,02 % и 31,89 % соответственно).

Суммарные величины 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 11,06 МВА превышают $S_{ддн}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Анапская, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-3, на величины до 37,03 % и 22,49 % соответственно (без ТП превышение до 28,24 % и 13,67 % соответственно).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Анапская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Анапская расчетный объем ГАО может составить от 16,30 МВА до 19,893 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 116,783 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, с учетом остающихся в работе двух трансформаторов суммарной мощностью 80 МВА, достаточно выполнить установку четвертого трансформатора мощностью не менее 26,783 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ангарская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 35,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 25,19 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 3,932 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,016 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}21 + 1{,}016 + 0 - 0 = 36{,}226 \text{ МВА}.$$

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 Ангарская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 28,80 % (без ТП превышение до 25,19 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ангарская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ангарская расчетный объем ГАО составит 8,101 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 36,226 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Андреедмитриевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 9,59 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 73,37 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 68,27 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,025 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9{,}59 + 0{,}025 + 0 - 0 = 9{,}615 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Андреедмитриевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 73,83 % (без ТП превышение до 73,37 %).

При этом 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 не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Андреедмитриевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 68,45 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Андреедмитриевская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Андреедмитриевская расчетный объем ГАО составит 4,084 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 9,615 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 $S_{ддн}$ на величину до 30,79 %.

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 0,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,046 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}12 + 0{,}046 + 0 - 0 = 28{,}166 \text{ МВА}.$$

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 АПК, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 31,00 % (без ТП превышение до 30,79 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АПК ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АПК расчетный объем ГАО составит 6,666 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,166 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Апшеронская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 33,44 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 51,48 % (20,23 %).

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 2,591 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,598 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33{,}44 + 0{,}598 + 0 - 0 = 34{,}038 \text{ МВА}.$$

Таким образом, образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом 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 Апшеронская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 22,38 % (54,19 %) (без ТП превышение до 20,23 % (51,48 %)).

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

отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Апшеронская расчетный объем ГАО составит 6,224 (11,963) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,038 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×31,5 МВА и Т-2 1×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 49,72 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 125,23 %.

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 энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 125,23 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ ниже уровня $S_{ддн}$ 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 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 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 силового трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 1×25 МВА

на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 1×40 МВА и установку третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Афипская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 38,98 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 10,99 % (40,94 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,525 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,695 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составляет:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38{,}98 + 0{,}695 + 0 - 0 = 39{,}675 \text{ МВА}.$$

Таким образом, 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Афипская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 12,97 % (43,45 %) (без ТП превышение до 10,99 % (40,94 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Афипская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Афипская расчетный объем ГАО составит 12,018 (4,555) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 39,675 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-1 1×40 МВА на новый трансформатор с возможным повышенным износом изоляции 1×40 МВА и существующего силового трансформатора Т-2 1×31,5 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Береговая.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 8,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 51,32 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,283 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,008 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8{,}37 + 1{,}008 + 0 - 0 = 9{,}378 \text{ МВА}.$$

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 Береговая, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 69,54 % (без ТП превышение до 51,32 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Береговая ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Береговая расчетный объем ГАО составит 3,846 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,378 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Бойко-Понура.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 10,05 МВА. Нагрузка существующего трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 11,46 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,12 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка существующего трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 3,93 МВА (44,76 % от $S_{ддн}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,761 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,081 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}05 + 0{,}081 + 0 - 6{,}12 = 4{,}011 \text{ МВА}.$$

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 6,12 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Бойко-Понура и составляет 45,68 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Россети Кубань» (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).

ПС 110 кВ ВНИИрис.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 26,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 95,37 %.

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 3,269 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,835 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}82 + 0{,}835 + 0 - 0 = 27{,}655 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ ВНИИрис, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 101,45 % (без ТП превышение до 95,37 %).

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

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ВНИИрис расчетный объем ГАО составит 13,927 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,655 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 27,28 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 52,64 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 87,30 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +4,7 °С в режиме с возможным повышенным износом (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,117).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,33 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 22,95 МВА (73,44 % от $S_{ддн}$), фактическая нагрузка трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 составляет 22,95 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 28,41 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,383 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,149 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}28 + 0{,}149 + 0 - 4{,}33 = 23{,}099 \text{ МВА}.$$

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 4,33 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 29,25 % (без ТП превышение до 28,41 %).

При этом 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 4,33 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 73,92 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 5,227 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 23,099 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 5,50 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 70,63 % от $S_{ддн}$. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 63,69 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] и данными в таблице 18 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +12,8 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 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 0,042 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,004 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5{,}50 + 0{,}004 + 0 - 0 = 5{,}504 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 63,82 % (без ТП превышение до 63,69 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 70,69 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 2,144 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 5,504 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Военгородок.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 46,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 4,38 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ + 33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,188 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,527 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 46{,}97 + 3{,}527 + 0 - 0 = 50{,}497 \text{ МВА}.$$

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 Военгородок, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 12,22 % (без ТП превышение до 4,38 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Военгородок ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Военгородок расчетный объем ГАО составит 5,497 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью менее 50,497 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Военгородок третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Военгородок третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА составляют 334,43 млн руб., по варианту с заменой на ПС 110 кВ Военгородок существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый – 622,48 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Военгородок является вариант с установкой третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 1×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Волконка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 37,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 32,86 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 5,596 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,598 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37{,}5 + 0{,}598 + 0 - 0 = 38{,}098 \text{ МВА}.$$

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 трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 34,98 % (без ТП превышение до 32,86 %).

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 9,873 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,098 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 41,13 %.

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 3,08 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,879 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48{,}55 + 0{,}879 + 0 - 0 = 49{,}429 \text{ МВА}.$$

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 Восточная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 43,68 % (без ТП превышение до 41,13 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 15,029 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 49,429 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 15,029 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 1×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Выселки.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 41,58 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 79,81 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,925.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,951 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,484 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41{,}58 + 0{,}484 + 0 - 0 = 42{,}064 \text{ МВА}.$$

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 Выселки, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 81,90 % (без ТП превышение до 79,81 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выселки ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выселки расчетный объем ГАО составит 18,939 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 42,064 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 18,939 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Вышестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 54,44 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшихся в работе Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 18,03 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 9,53 %. В ПАР отключения Т-3 нагрузка оставшихся в работе Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$ на величину до 51,22 %. 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 $S_{ддн}$ для Т-1, Т-2 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,28 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,553 МВА, из них 0,810 МВА приходится на центр питания 35 кВ, 0,742 МВА – на шины 10 кВ ПС 110 кВ Вышестеблиевская).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 54{,}44 + 1{,}553 + 0 - 0 = 55{,}993 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом 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 Вышестеблиевская, оставшегося в работе после отключения Т-3, на величину до 55,53 % (без ТП превышение до 51,22 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Вышестеблиевская, оставшегося в работе после отключения Т-1 (Т-2), превышает $S_{ддн}$ на величину до 11,28 % (без ТП превышение до 9,53 %). 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 $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-3 на ПС 110 кВ Вышестеблиевская расчетный объем ГАО составит 10,00 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 55,993 МВА, то есть не менее 27,996 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Газоаппарат.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2023 года и составила 17,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 18,82 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,920.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,54 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 15,95 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 8,36 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,992 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,105 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}49 + 0{,}105 + 0 - 1{,}54 = 16{,}055 \text{ МВА}.$$

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 1,54 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Газоаппарат, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 9,07 % (без ТП превышение до 8,36 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Газоаппарат ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Газоаппарат расчетный объем ГАО составит 1,335 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,055 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 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Головинка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 9,90 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 77,96 %.

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 0,34 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,036 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9{,}90 + 0{,}036 + 0 - 0 = 9{,}936 \text{ МВА}.$$

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 Головинка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 78,61 % (без ТП превышение до 77,96 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Головинка ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Головинка расчетный объем ГАО составит 4,373 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,936 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Гулькевичи.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 41,42 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 88,70 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,031 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,642 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41{,}42 + 0{,}642 + 0 - 0 = 42{,}062 \text{ МВА}.$$

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 Гулькевичи, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 91,63 % (без ТП превышение до 88,70 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гулькевичи ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гулькевичи расчетный объем ГАО составит 20,112 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 42,062 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 20,112 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дальняя.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 18,90 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{ддн}$ на величину до 80,00 % (115,26 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05 (0,878).

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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18{,}90 + 0 + 0 - 0 = 18{,}90 \text{ МВА}.$$

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 трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 80 % (115,26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дальняя ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Дальняя расчетный объем ГАО составит 10,12 (8,40) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,90 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 соответственно мощностью 25 МВА каждый.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Джемете.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 60,83 МВА. В ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,43 % от $S_{ддн(Т-2)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 18,09 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 60,89 % $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 18,09 %, (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 73,80 % от $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,43 % 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 в режиме с возможным повышенным износом 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 16,763 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,463 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 2,977 МВА, с $U_{ном}$ = 6 кВ – 0,302 МВА, с $U_{ном}$ = 0,4 кв – 0,184 МВА.

При расчете перспективной нагрузки ПС 110 кВ Джемете с учетом коэффициента 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) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 80,60 % от $S_{ддн(Т-1)}$, максимальная нагрузка Т-2 в ПАР отключения Т-1 (Т-3), при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,83 % от $S_{ддн(Т-2)}$. Выявлено возможное максимальное превышение $S_{ддн}$ трансформатора Т-3 на величину до 28,96 % 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:

$$S_{персп}^{тр} = 60{,}83 + 3{,}463 + 0 - 0 = 64{,}293 \text{ МВА}.$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джемете ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Джемете расчетный объем ГАО составит 8,17 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 и составившей 58,28 МВА при ТНВ +35,6 °С, в ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает $S_{ддн(Т-2)}$ на величину до 1,89 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 7,94 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 63,68 % от $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 7,94 %, (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 67,46 % от $S_{ддн(Т-1)}$, нагрузка Т-2 превышает $S_{ддн(Т-2)}$ на величину до 1,89 % (при условии перевода 1 СШ 6 кВ на Т-2). Таким образом, при существующих нагрузках и в период высоких температур возможно превышение $S_{ддн}$ 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Джубга.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 17,64 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 100,91 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,446 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,368 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}64 + 0{,}368 + 0 - 0 = 18{,}008 \text{ МВА}.$$

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 Джубга, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 105,10 % (без ТП превышение до 100,91 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джубга ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джубга расчетный объем ГАО составит 9,228 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,008 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дивная.

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

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 1,703 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,181 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19{,}38 + 0{,}181 + 0 - 0 = 19{,}561 \text{ МВА}.$$

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 Дивная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 38,45 % (без ТП превышение до 37,17 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивная расчетный объем ГАО составит 5,433 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,561 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Дивноморская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 17,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 95,13 %.

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 – 1,809 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}23 + 1{,}809 + 0 - 0 = 19{,}039 \text{ МВА}.$$

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 Дивноморская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 115,62 % (без ТП превышение до 95 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивноморская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивноморская расчетный объем ГАО составит 10,209 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,039 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Динская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 50,09 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 78,10 % (128,20 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме работы (повышенном износе изоляции) составляет 0,878 (1,125).

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 7,125 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,057 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 50{,}09 + 2{,}057 + 0 - 0 = 52{,}147 \text{ МВА}.$$

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 Динская, оставшегося в работе после отключения трансформатора

Т-1 (Т-2), на величину до 85,41 % (137,57 %) (без ТП превышение до 78,10 % (128,20 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Динская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Динская расчетный объем ГАО составит 24,022 (30,197) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 52,147 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 30,197 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ ДСК.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 24,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 76,03 %.

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 5,0,14 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,685 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24{,}87 + 1{,}685 + 0 - 0 = 26{,}555 \text{ МВА}.$$

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 ДСК, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 87,96 % (без ТП превышение до 76,03 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ДСК ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ ДСК расчетный объем ГАО составит 12,427 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,555 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ 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 и составила 40,82 МВА. При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ составила 23,84 МВА (1 СШ 6 кВ – 16,80 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 68,74 % и до 20,19 % (до 139,10 %). В ПАР отключения трансформатора Т-3 нагрузка Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 24,945 % 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 в режиме с возможным повышенным износом 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 5,573 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,893 МВА). При этом суммарная нагрузка 1 и 2 СШ 6 кВ может составить до 26,733 МВА (1 СШ 6 кВ – до 19,703 МВА или 2 СШ 6 кВ – до 9,933 МВА), а нагрузка 3 СШ 6 кВ – до 19,873 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40{,}82 + 2{,}893 + 0 - 0 = 43{,}713 \text{ МВА}.$$

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, существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 ПС 110 кВ Ейск, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-2 , на величину до 89,22 % и до 40,67 % (без ТП превышение до 68,74 % и до 20,19 %). 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 ПС 110 кВ Ейск, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-3, на величину до 159,58 % (без ТП превышение до 139,10 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Ейск, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-3, и составляет 35,19 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-3) на ПС 110 кВ Ейск расчетный объем ГАО составит до 12,605 (22,545) МВА.

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

– нагрузка трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 89,22 % и составляет до 26,733 МВА, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор большей мощности;

– нагрузка трансформатора Т-3 превышает $S_{ддн}$ на величину до 40,67 % и составляет до 19,873 МВА, ввиду чего требуется замена трансформатора Т-3 на трансформатор большей мощности.

При отключении трансформатора Т-3:

– нагрузка трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 159,58 % и составляет до 35,19 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 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ейск-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 22,10 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора

Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 56,43 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 78,30 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 – 0,067 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22{,}10 + 0{,}067 + 0 - 0 = 22{,}167 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Ейск-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 56,9 % (без ТП превышение до 56,43 %). Нагрузка существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ейск-2, оставшегося в работе после отключения Т-2, не превышает $S_{ддн}$ и составляет 78,54 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск-2 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Ейск-2 расчетный объем ГАО составит 8,039 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 22,167 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ 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 $S_{ддн}$ и составляет 92,76 % от $S_{ддн}$.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,135 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,406 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}12 + 0{,}406 + 0 - 0 = 10{,}526 \text{ МВА}.$$

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 96,48 % от $S_{\text{ддн}}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформатора в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в иной замер 2023 года и составившей 10,02 МВА, что превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 13,48 %.

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.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора с учетом данных летнего иного замера 2023 года согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}02 + 0{,}406 + 0 - 0 = 10{,}426 \text{ МВА}.$$

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 18,08 % (без ТП превышение до 13,48 %).

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 1,596 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 10,426 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Забойская.

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

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 0,063 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,007 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11{,}79 + 0{,}007 + 0 - 0 = 11{,}797 \text{ МВА}.$$

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 Забойская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 37,49 % (без ТП превышение до 37,41 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Забойская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Забойская расчетный объем ГАО составит 3,217 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,797 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Западная-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 58,01 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 30,77 % (69,03 %).

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 5,392 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 58{,}01 + 1{,}10 + 0 - 0 = 59{,}11 \text{ МВА}.$$

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 Западная-2, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 33,25 % (72,23 %) (без ТП превышение до 30,77 % (69,03 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная-2 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Западная-2 расчетный объем ГАО составит 24,79 (14,75) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 59,11 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 24,79 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ильская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 25,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 87,35 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,860.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,569 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,166 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}78 + 0{,}166 + 0 - 0 = 25{,}946 \text{ МВА}.$$

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 Ильская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 88,56 % (без ТП превышение до 87,35 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ильская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ильская расчетный объем ГАО составит 12,186 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,946 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Каменка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 60,04 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +8,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,091.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,555 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,273 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11{,}00 + 0{,}273 + 0 - 0 = 11{,}273 \text{ МВА}.$$

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 Каменка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 64,01 % (без ТП превышение до 60,04 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каменка ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Каменка расчетный объем ГАО составит 4,40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,273 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кислородный завод.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 16,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 13,10 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ + 29,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,914.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,216 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}54 + 2{,}216 + 0 - 0 = 18{,}756 \text{ МВА}.$$

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 Кислородный завод, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 28,26 % (без ТП превышение до 13,10 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кислородный завод ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кислородный завод расчетный объем ГАО составит 4,132 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,756 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кореновская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 45,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 62,44 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 2,371 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,728 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45{,}85 + 0{,}728 + 0 - 0 = 46{,}578 \text{ МВА}.$$

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 Кореновская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 65,02 % (без ТП превышение до 62,44 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кореновская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кореновская расчетный объем ГАО составит 18,353 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 46,578 МВА. Таким образом, с учетом имеющегося трансформатора Т-1 (Т-2) мощностью 25 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 18,353 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 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Красноармейская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 31,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 125,94 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,911 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,172 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31{,}74 + 1{,}172 + 0 - 0 = 32{,}912 \text{ МВА}.$$

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 Красноармейская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину 134,28 % (без ТП превышение до 125,94 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красноармейская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красноармейская расчетный объем ГАО составит 18,864 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,912 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Крымская ПТФ.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 9,27 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 4,98 % (66,64 %).

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 0,717 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,076 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9{,}27 + 0{,}076 + 0 - 0 = 9{,}346 \text{ МВА}.$$

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 Крымская ПТФ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 5,84 % (68,01 %) (без ТП превышение до 4,98 % (66,64 %)).

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 3,783 (0,516) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 9,346 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Кущевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 32,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 17,96 %.

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 1,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,159 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32{,}81 + 0{,}159 + 0 - 0 = 32{,}969 \text{ МВА}.$$

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 трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 18,53 % (без ТП превышение до 17,96 %).

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 5,154 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,969 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 10,06 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,42 % 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 в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (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 1,271 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,136 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}13 + 0{,}136 + 0 - 0 = 30{,}266 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 10,56 % (без ТП превышение до 10,06 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 96,85 % от $S_{ддн}$.

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 летний контрольный замер 2024 года и составившей 28,15 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 21,73 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 97,15 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +28,3 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме работы) составляет 1,159 (0,925).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28{,}15 + 0{,}136 + 0 - 0 = 28{,}286 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 22,32 % (без ТП превышение до 21,73 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Лабинск-1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 97,62 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лабинск-1 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Лабинск-1 расчетный объем ГАО составит 5,161 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 28,286 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×25 МВА на 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лабинск-2.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 15,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 80,00 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,860.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Лабинск-2 отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и 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 трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 80,00 %.

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 15,48 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ладожская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 26,37 МВА. В ПАР

отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 86,65 %.

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 1,2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 25,17 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 78,16 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,971 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,103 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}37 + 0{,}103 + 0 - 1{,}2 = 25{,}273 \text{ МВА}.$$

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 1,2 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Ладожская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 78,89 % (без ТП превышение до 78,16 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ладожская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ладожская расчетный объем ГАО составит 11,145 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,273 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ленинградская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 30,10 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 118,75 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,860.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,303 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,032 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30{,}10 + 0{,}032 + 0 - 0 = 30{,}132 \text{ МВА}.$$

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 Ленинградская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 118,98 % (без ТП превышение до 118,75 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ленинградская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ленинградская расчетный объем ГАО составит 16,372 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,132 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лоо.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 21,63 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 20,17 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,734 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,876 МВА).

Согласно информации от АО «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 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21{,}63 + 4{,}876 + 0 - 0 = 26{,}506 \text{ МВА}.$$

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 трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 47,25 % (без ТП превышение до 20,17 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лоо ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лоо расчетный объем ГАО составит 8,506 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26,506 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Лорис.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 92,44 МВА. В ПАР отключения Т-1 нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн(Т-2)}}$ на величину до 28,22 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 23,52 %. В ПАР отключения Т-2 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 64,07 %, нагрузка Т-3 превышает $S_{\text{ддн(Т-3)}}$ на величину до 23,80 %. В ПАР отключения Т-3 нагрузка Т-1 превышает $S_{\text{ддн(Т-1)}}$ на величину до 31,32 %, нагрузка Т-2 превышает $S_{\text{ддн(Т-2)}}$ на величину до 2,94 %. Значения нагрузки трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов приведены при условии параллельной работы оставшихся в работе трансформаторов. Таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение $S_{\text{ддн}}$ для Т-1, Т-2 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,878 (1,125).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,995 МВА, из них 0,923 МВА приходится на центры питания 35 кВ, 1,072 МВА – на шины 10 кВ ПС 110 кВ Лорис).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 92{,}44 + 1{,}995 + 0 - 0 = 94{,}435 \text{ МВА}.$$

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 $S_{\text{ддн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 ПС 110 кВ Лорис, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-1, на величины до 30,99 % и 26,19 % соответственно (без ТП превышение до 28,22 % и 23,52 % 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 $S_{\text{ддн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-3 ПС 110 кВ Лорис, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-2, на величины до 67,62 % и 26,47 % соответственно (без ТП превышение до 64,07 % и 23,80 % 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 $S_{\text{ддн}}$, определенные с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лорис, оставшихся в работе после отключения трансформатора Т-3, на величины до 34,16 % и 5,15 % соответственно ((без ТП превышение до 31,32 % и 2,94 % соответственно).

Значения нагрузки трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов приведены при условии параллельной работы оставшихся в работе трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лорис ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 или Т-2 на ПС 110 кВ Лорис расчетный объем ГАО может составить от 7,366 МВА до 23,748 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения трансформатора Т-2 рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 94,435 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Таким образом, достаточно выполнить замену существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА и существующего

трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Лорис четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.2, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Лорис четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА составляют 496,88 млн руб., по варианту с заменой на ПС 110 кВ Лорис существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА и существующего трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА – 618,74 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Лорис является вариант с установкой четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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 $S_{ддн}$ и составляет 97,44 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +7,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 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 3,704 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,785 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}67 + 0{,}785 + 0 - 0 = 11{,}455 \text{ МВА}.$$

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 Мартанская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 4,61 % (без ТП превышение отсутствует). Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мартанская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мартанская расчетный объем ГАО составит 0,505 МВА.

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 и составившей 10,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ трансформатора на величину до 19,35 %.

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}24 + 0{,}785 + 0 - 0 = 11{,}025 \text{ МВА}.$$

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 Мартанская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 28,49 % (без ТП превышение до 19,35 %). Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мартанская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мартанская расчетный объем ГАО составит 2,445 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,025 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), – АО «Россети Кубань».

ПС 110 кВ Моревская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 16,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 83,26 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,104 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,223 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}09 + 0{,}223 + 0 - 0 = 16{,}313 \text{ МВА}.$$

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 Моревская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 85,80 % (без ТП превышение до 83,26 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Моревская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Моревская расчетный объем ГАО составит 7,533 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,313 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Мясокомбинат.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 11,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 34,19 %.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 10,24 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 19,07 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,398 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,043 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11{,}54 + 0{,}043 + 0 - 1{,}3 = 10{,}283 \text{ МВА}.$$

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 1,3 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Мясокомбинат, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 19,56 % (без ТП превышение до 19,07 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мясокомбинат ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мясокомбинат расчетный объем ГАО составит 1,683 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,283 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Нововеличковская.

Согласно нормальной схеме электрических соединений на ПС 110 кВ Нововеличковская установлены трансформаторы Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и трансформатор Т-3 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 14,23 МВА (трансформатор Т-1 отключен, нагрузка трансформатора Т-2 – 3,43 МВА, нагрузка трансформатора Т-3 – 10,80 МВА). Нагрузка трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн(Т-2)}$, и составляет 23,44 %от $S_{ддн Т-2}$. Нагрузка трансформатора Т-3 превышает $S_{ддн(Т-3)}$ на величину до 18,21 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +29,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,914.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,122 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,189 МВА, из них 0,640 МВА приходится на центры питания ПС 35 кВ, 1,126 МВА – на шины 10 кВ ПС 110 кВ Нововеличковская, 0,319 МВА – на шины 6 кВ ПС 110 кВ Нововеличковская, 0,104 кВ – на шины 0,4 кВ ПС 110 кВ Нововеличковская).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}23 + 2{,}189 + 0 - 0 = 16{,}419 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн(Т-2)}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Нововеличковская, и составляет 25,98 % от $S_{ддн(Т-2)}$.

При этом 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 $S_{ддн(Т-3)}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-3 ПС 110 кВ Нововеличковская, на величину до 38,10 % (без ТП превышение до 18,21 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нововеличковская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Нововеличковская расчетный объем ГАО составит 3,482 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-3 не менее 12,622 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Новомихайловская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 16,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 81,20 %.

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 3,315 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,626 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}00 + 0{,}626 + 0 - 0 = 16{,}626 \text{ МВА}.$$

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 Новомихайловская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 88,29 % (без ТП превышение до 81,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомихайловская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомихайловская расчетный объем ГАО составит 7,796 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 16,626 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), – АО «Россети Кубань».

ПС 110 кВ Новопокровская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 16,72 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 12,97 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +28,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,925.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,88 МВА с Т-1 и 7,85 МВА с Т-2 на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-1) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 6,99 МВА (47,23 % от $S_{ддн}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,098 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}72 + 0{,}098 + 0 - (1{,}88 + 7{,}85) = 7{,}088 \text{ МВА}.$$

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 9,73 МВА не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Новопокровская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), и составляет 47,89 % от $S_{ддн}$.

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

ПС 110 кВ Новопокровская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый).

ПС 110 кВ Новомышастовская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 16,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 71,20 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,471 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,639 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16{,}11 + 1{,}639 + 0 - 0 = 17{,}749 \text{ МВА}.$$

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 Новомышастовская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 88,62 % (без ТП превышение до 71,20 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомышастовская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомышастовская расчетный объем ГАО составит 8,339 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,749 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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), – АО «Россети Кубань».

ПС 110 кВ Новониколаевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 3,32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 26,48 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки

трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,00 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 0,32 МВА (12,19 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,007 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3{,}32 + 0{,}001 + 0 - 3{,}00 = 0{,}321 \text{ МВА}.$$

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 3,00 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Новониколаевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 12,22 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Россети Кубань» (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).

ПС 110 кВ Октябрьская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 10,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 21,63 %.

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 0,255 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,027 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}74 + 0{,}027 + 0 - 0 = 10{,}767 \text{ МВА}.$$

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 Октябрьская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 21,94 % (без ТП превышение до 21,63 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Октябрьская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Октябрьская расчетный объем ГАО составит 1,937 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,767 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Отрадная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 23,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 30,99 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +4,7 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,117.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,143 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,122 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}41 + 0{,}122 + 0 - 0 = 23{,}532 \text{ МВА}.$$

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 Отрадная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 31,67 % (без ТП превышение до 30,99 %).

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

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Отрадная расчетный объем ГАО составит 5,66 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,532 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 37,00 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 103,03 %.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,442 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,799 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 37{,}00 + 0{,}799 + 0 - 0 = 37{,}799 \text{ МВА}.$$

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 Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 107,41 % (без ТП превышение до 103,03 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 19,575 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,799 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Парфюмерная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года 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 63,95 % (26,91 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +35,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,111 (0,860).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,016 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

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

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 трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 64,07 % (27,00 %) (без ТП превышение до 63,95 % (26,91 %)).

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 8,816 (4,80) 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Пашковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года 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 74,80 % (9,25 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,111.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,608 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,734 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48{,}55 + 2{,}734 + 0 - 0 = 51{,}284 \text{ МВА}.$$

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 трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 84,64 % (15,40 %) (без ТП превышение до 74,80 % (9,25 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пашковская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Пашковская расчетный объем ГАО составит 23,509 (6,844) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 51,284 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 23,509 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Пионерская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 52,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 17,29 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,515 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,814 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52{,}78 + 2{,}814 + 0 - 0 = 55{,}594 \text{ МВА}.$$

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 Пионерская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 23,54 % (без ТП превышение до 17,29 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пионерская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пионерская расчетный объем ГАО составит 10,594 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 55,594 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 10,594 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 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Полтавская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 2,53 МВА, что превышает не $S_{\text{ддн}}$ и составляет 96,38 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,023 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,002 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2{,}53 + 0{,}002 + 0 - 0 = 2{,}532 \text{ МВА}.$$

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 Полтавская, и составляет 96,47 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Россети Кубань» (реконструкция ПС 110 кВ Полтавская с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 1×2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 1×4 МВА).

ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 18,62 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 35,64 % (16,99 %).

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 0,605 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,065 МВА), подключение к питающим центрам 35 кВ отсутствует.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = (18{,}62 - 2{,}56) + 0{,}065 + 0 - 0 = 16{,}125 \text{ МВА}.$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = 18{,}62 + 0{,}065 + 0 - 0 = 18{,}685 \text{ МВА},$$

где 2,56 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-2 за иной замер 2020 года.

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 Приморско-Ахтарская, оставшегося в работе после отключения

трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 36,11 (17,46) % (без ТП превышение до 35,64 % (16,99 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская расчетный объем ГАО составит 4,957 (2,397) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,125 МВА и 18,685 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Промзона.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 17,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 98,67 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,067 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17{,}76 + 0{,}067 + 0 - 0 = 17{,}827 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Промзона, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 99,04 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «Россети Кубань» (реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ 2×16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ 2×25 МВА).

ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 13,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 49,43 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,701 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,733 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13{,}12 + 0{,}733 + 0 - 0 = 13{,}853 \text{ МВА}.$$

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 ПТФ (Славянские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 57,78 % (без ТП превышение до 49,43 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети) ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ (Славянские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 5,073 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,853 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$ на величину до 49,30 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 95,55 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +6,1 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,250.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,025 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,633 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29{,}86 + 3{,}633 + 0 - 0 = 33{,}493 \text{ МВА}.$$

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 Раевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 67,47 % (без ТП превышение до 49,30 %).

При этом 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 Раевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 7,18 % (без ТП превышение отсутствует).

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 2,243 МВА (13,493 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,493 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 1×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год (Т-1), 2026 год (Т-2).

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 и составила 34,15 МВА. В ПАР отключения Т-2 (Т-3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 54,70 %.

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 0,359 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,039 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34{,}15 + 0{,}039 + 0 - 0 = 34{,}189 \text{ МВА}.$$

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-3 (Т-2) ПС 110 кВ Речная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-3), на величину до 54,87 % (без ТП превышение до 54,70 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 или Т-3 на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 12,114 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования 110/35/10 кВ не менее 34,189 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 $S_{\text{ддн}}$ при ТНВ +33 °С равной 22,075 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного трансформатора мощностью не менее 12,114 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 55,27 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 96,52 % (22,82 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 2,50 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,012 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 55{,}27 + 1{,}012 + 0 - 0 = 56{,}282 \text{ МВА}.$$

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 РИП (Краснодарские электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 100,11 % (25,07 %) (без ТП превышение до 96,52 % (22,82 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) расчетный объем ГАО составит 28,157 (11,282) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 56,282 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 28,157 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети).

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 47,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 6,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 27,811 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,732 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 47{,}74 + 10{,}732 + 0 - 0 = 58{,}472 \text{ МВА}.$$

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 РИП (Юго-Западные электрические сети), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 29,94 % (без ТП превышение до 6,09 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети) расчетный объем ГАО составит 13,472 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 58,472 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Родниковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 21,39 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 149,30 % (55,81 %).

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 0,644 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,069 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21{,}39 + 0{,}069 + 0 - 0 = 21{,}459 \text{ МВА}.$$

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 Родниковская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 150,10 % (56,31 %) (без ТП превышение до 149,30 % (55,81 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Родниковская расчетный объем ГАО составит 12,879 (7,731) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,459 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Свинокомплекс.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 21,96 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 56,32 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,157 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21{,}96 + 0{,}157 + 0 - 0 = 22{,}117 \text{ МВА}.$$

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 Свинокомплекс, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 57,44 % (без ТП превышение до 56,32 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Свинокомплекс ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Свинокомплекс расчетный объем ГАО составит 8,069 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,117 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Северо-Западная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 12,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 45,75 %.

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 0,60 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,064 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12{,}87 + 0{,}064 + 0 - 0 = 12{,}934 \text{ МВА}.$$

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 Северо-Западная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 46,48 % (без ТП превышение до 45,75 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северо-Западная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северо-Западная расчетный объем ГАО составит 4,104 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,934 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Северская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 24,71 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 75,90 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,521 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,024 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24{,}71 + 1{,}024 + 0 - 0 = 25{,}734 \text{ МВА}.$$

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 Северская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 83,18 % (без ТП превышение до 75,90 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северская расчетный объем ГАО составит 11,686 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,734 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Славянская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 25,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 15,37 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 92,08 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 0,591 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,063 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 25{,}99 + 0{,}063 + 0 - 0 = 26{,}053 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (25{,}99 - 5{,}15) + (0{,}063 - 0{,}002) + 0 - 0 = 20{,}901 \text{ МВА},$$

где 5,15 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 в иной замер 2023 года;

0,002 МВА – полная мощность с учетом коэффициента набора энергопринимающих устройств, планируемых к подключению к питающим центрам 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 трансформатора Т-1, на величину до 15,71 % (без ТП превышение до 15,37 %).

При этом 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 Славянская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 92,31 % 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 2,837 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 20,901 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 15,11 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 118,43 % (37,61 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +7,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,098.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,492 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,372 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15{,}11 + 0{,}372 + 0 - 0 = 15{,}482 \text{ МВА}.$$

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 123,81 % (41,00 %) (без ТП превышение до 118,43 % (37,61 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Солнечная расчетный объем ГАО составит 4,502 (8,565) МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,482 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 1×10 МВА и Т-2 1×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Старокорсунская.

В настоящее время на ПС 110 кВ Старокорсунская установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 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 зимний контрольный замер 2024 года и составила

28,58 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 2,35 % (4,41 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +4,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,117.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,903 МВт. Полная мощность планируемых к подключению энергопринимающих устройств с учетом коэффициента набора – 0,954 МВА, из них 0,205 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 28{,}58 + 0{,}954 + 0 - 0 = 29{,}534 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (28{,}58 - 9{,}92) + (0{,}954 - 0{,}205) + 0 - 0 = 19{,}409 \text{ МВА},$$

где 9,92 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 за зимний контрольный замер 2024 года;

$(0{,}954 - 0{,}205)$ – 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Старокорсунская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 8,60 % (5,76 %) (без ТП превышение до 4,41 % (2,35 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старокорсунская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Старокорсунская расчетный объем ГАО составит 1,537 (1,609) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить мощность Т-1 не менее 29,534 МВА, а мощность Т-2 не менее 19,409 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшими большими, стандартными по номинальной мощности трансформаторами к указанным значениям являются трансформаторы мощностью 40 МВА и 25 МВА соответственно.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 110/35/10 кВ 1×25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ 1×40 МВА и существующего силового трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 1×16 МВА на трансформатор 35/10 кВ 1×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Старонижестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 15,28 МВА, что превышает $S_{ддн}$ на величину до 2,80 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +27,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,929.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,968 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,103 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15{,}28 + 0{,}103 + 0 - 0 = 15{,}383 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Старонижестеблиевская на величину до 3,49 % (без ТП превышение до 2,80 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старонижестеблиевская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае превышения $S_{ддн}$ трансформатора на ПС 110 кВ Старонижестеблиевская расчетный объем ГАО составит 0,519 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 15,383 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 1×16 МВА на новый с возможным повышенным износом изоляции 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Старотитаровская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 10,11 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 82,77 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,298 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,677 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10{,}11 + 0{,}677 + 0 - 0 = 10{,}787 \text{ МВА}.$$

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 Старотитаровская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 95,02 % (без ТП превышение до 82,77 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старотитаровская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старотитаровская расчетный объем ГАО составит 5,256 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,787 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Старощербиновская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 14,21 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 60,93 %.

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 1,649 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,176 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}21 + 0{,}176 + 0 - 0 = 14{,}386 \text{ МВА}.$$

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 Старощербиновская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 62,92 % (без ТП превышение до 60,93 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старощербиновская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старощербиновская расчетный объем ГАО составит 5,556 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,386 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Сукко.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 14,39 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 62,97 %. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,66 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +33 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 0,883 (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 1,624 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,173 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14{,}39 + 0{,}173 + 0 - 0 = 14{,}563 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сукко, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 64,93 % (без ТП превышение до 62,97 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Сукко, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, и составляет 80,62 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сукко ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Сукко расчетный объем ГАО составит 5,733 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 14,563 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Темрюк.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 35,07 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 94,14 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 1,558 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,166 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35{,}07 + 0{,}166 + 0 - 0 = 35{,}236 \text{ МВА}.$$

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 Темрюк, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 95,06 % (без ТП превышение до 94,14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Темрюк ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Темрюк расчетный объем ГАО составит 17,172 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,236 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Тепличная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 11,31 МВА, что превышает $S_{ддн}$ на величину до 22,27 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ +28,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,925.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

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

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 ПС 110 кВ Тепличная на величину до 22,27 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тепличная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае превышения $S_{ддн}$ трансформатора на ПС 110 кВ Тепличная расчетный объем ГАО составит 2,06 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 11,31 МВА. 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Тимашевская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 24,04 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 75,12 % (86,79 %).

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 0,259 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,028 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24{,}04 + 0{,}028 + 0 - 0 = 24{,}068 \text{ МВА}.$$

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 Тимашевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 75,32 % (87,01 %) (без ТП превышение до 75,12 % (86,79 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тимашевская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Тимашевская расчетный объем ГАО составит 10,34 (11,198) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,068 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Тонкий Мыс.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 26,41 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 93,57 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33 °С в режиме с возможным повышенным износом 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 – 2,04 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}41 + 2{,}04 + 0 - 0 = 28{,}45 \text{ МВА}.$$

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 Тонкий Мыс, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 0,80 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тонкий Мыс ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тонкий Мыс расчетный объем ГАО составит 0,225 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,45 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Туапсе.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2020 года и составила 26,10 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 90,12 %.

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 2,616 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,927 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26{,}10 + 0{,}927 + 0 - 0 = 27{,}027 \text{ МВА}.$$

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 Туапсе, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 96,88 % (без ТП превышение до 90,12 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туапсе ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туапсе расчетный объем ГАО составит 13,299 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,027 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ханьковская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 25,76 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 83,37 % (95,60 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,878.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,528 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,056 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25{,}76 + 0{,}056 + 0 - 0 = 25{,}816 \text{ МВА}.$$

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 Ханьковская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 83,77 % (96,02 %) (без ТП превышение до 83,37 % (95,60 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ханьковская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Ханьковская расчетный объем ГАО составит 11,768 (12,646) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,816 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×15 МВА и Т-2 1×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Холмская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 23,07 МВА. В ПАР отключения одного трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 36,59 % (2,44 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,126.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,057 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,112 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}07 + 0{,}112 + 0 - 0 = 23{,}182 \text{ МВА}.$$

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 Холмская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 37,25 %(2,94 %) (без ТП превышение до 36,59 % (2,44 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холмская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Холмская расчетный объем ГАО составит 6,292 (0,662) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,182 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 27,78 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 138,05 % (48,78 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +26,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,167.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,024 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,108 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27{,}78 + 0{,}108 + 0 - 0 = 27{,}888 \text{ МВА}.$$

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 Центральная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 138,98 % (49,36 %) (без ТП превышение до 138,05 % (48,78 %)).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 16,218 (9,216) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,888 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Челбасская.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2021 года и составила 18,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 27,80 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ + 29,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,914.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,54 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 17,15 МВА и превышает $S_{ддн}$ на величину до 17,27 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,197 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,021 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18{,}69 + 0{,}021 + 0 - 1{,}54 = 17{,}171 \text{ МВА}.$$

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 1,54 МВА превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Челбасская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 17,42 % (без ТП превышение до 17,27 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Челбасская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Челбасская расчетный объем ГАО составит 2,547 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,171 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 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Широкая балка.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 11,26 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 превышает $S_{ддн}$ на величину до 50,83 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 59,39 % от $S_{ддн}$.

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 2,109 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,465 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11{,}26 + 0{,}465 + 0 - 0 = 11{,}725 \text{ МВА}.$$

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 ПС 110 кВ Широкая балка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1, на величину до 57,05 % (без ТП превышение до 50,83 %).

При этом 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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Широкая балка, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, и составляет 61,84 % от $S_{ддн}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Широкая балка ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Широкая балка расчетный объем ГАО составит 4,259 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-2 не менее 11,725 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 17, 18, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2021 года и составила 20,62 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{ддн}$ на величину до 49,85 % (139,77 %).

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 $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Юго-Восточная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 (Т-2), на величину до 49,85 % (139,77 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{ддн}$ 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 2024 года и составила 66,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 48,11 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,6 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,125.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

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

суммарной максимальной мощностью 13,221 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,003 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 66{,}65 + 4{,}003 + 0 - 0 = 70{,}653 \text{ МВА}.$$

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 Южная (СЭС), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 57,01 % (без ТП превышение до 48,11 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (СЭС) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (СЭС) расчетный объем ГАО составит 25,653 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 70,653 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 25,653 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 мощностью 1×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 и составила 41,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 94,51 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,860.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,488 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41{,}82 + 1{,}488 + 0 - 0 = 43{,}308 \text{ МВА}.$$

Таким образом, образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом 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 Южная (ЮЗЭС), оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 101,43 % (без ТП превышение до 94,51 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) расчетный объем ГАО составит 21,808 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 43,308 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

2.2.2.1 АО «Россети Кубань»

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 который 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.

Таблица 20 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	35/6	Т-1	38,5/6,6	10	6,41	6,04	6,80	6,03	6,70	10,24	9,75	5,20	10,96[1)]	9,76	0
			Т-2	38,5/6,6	10	4,41	4,36	5,10	3,72	5,95	7,62	8,54	6,72	12,24[1)]	12,26	

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

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	Т-1	ТДНС-10000/35/6	2007	86	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-10000/35/6	2005	95	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	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 35 кВ Толстый Мыс	2023 / лето	23,20	ПС 35 кВ Толстый Мыс	ООО «Концессия водоснабжения – Геленджик»	12.02.2024	20105-23-00804796-1	2025	3,10	0,65	6	1,715	25,407	25,407	25,407	25,407	25,407	25,407
				ПС 35 кВ Толстый Мыс	ФГАУ «Управление имуществом специальных проектов» Министерства обороны Российской Федерации	11.04.2025	20105-25-00977638-1	2025	1,671	0	6	0,334						

Согласно данным в таблицах 20, 21, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в иной замер 2023 года и составила 23,20 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{ддн}$ на величину до 120,95 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] 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 4,121 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,207 МВА).

Согласно информации от АО «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 АО «Россети Кубань»).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23{,}20 + 2{,}207 + 0 - 0 = 25{,}407 \text{ МВА}.$$

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 35 кВ Толстый Мыс, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 141,97 % (без ТП превышение до 120,95 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Толстый Мыс ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Толстый Мыс расчетный объем ГАО составит 14,907 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), – АО «Россети Кубань».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь.

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 АО «Россети Кубань».

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I (II) цепь с отпайками по данным иного замера 2024 года выявлена для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 12,6 МВт и составила 512 (596) А (150 % (174) % от ДДТН и 124 % (145 %) 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 2024 года для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 12,6 МВт составит 462 (520) А (135 % (152) % от ДДТН и 112 % (126 %) от АДТН).

Необходимо отметить, что Ейская ТЭС является субъектом розничного рынка электрической энергии и мощности, в связи с чем рассмотрен дополнительный сценарий с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт.

При отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками и с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт режим расходится по причине недопустимого снижения напряжения на ПС 110 кВ Ейск и ПС 110 кВ Ейск-2. Установка СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар позволяет электрическому режиму установится, 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 2024 года выявлена для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С при отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск II (I) цепь с отпайками с учетом генерации активной мощности на Ейской ТЭС на уровне 0 МВт, установки СКРМ на ПС 110 кВ Ейск в объеме 12 Мвар и ПС 110 кВ Ейск-2 в объеме 6 Мвар и составила 526 (585) А (154 % (171) % от ДДТН и 128 % (142 %) от АДТН) с учетом перевода питания ПС 110 кВ Ясенская от ПС 110 кВ Албаши.

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 538 (601) А (157 % (176) % от ДДТН и 131 % (146 %) от АДТН) с учетом перевода питания ПС 110 кВ Ясенская от ПС 110 кВ Албаши.

Для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций, характеризующихся выходом параметров режима из области допустимых значений 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 69,9 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.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская II цепь.

ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская осуществляет электроснабжение района сети 110 кВ, находящегося в управлении Краснодарских электрических сетей АО «Россети Кубань».

В настоящее время на ПС 110 кВ Старокорсунская установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, при этом трансформатор Т-2 работает в режиме 35/10 кВ (обмотка 110 кВ не используется – отсутствуют присоединения 110 кВ). На ПС 110 кВ Лорис установлены трансформаторы Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА.

При отключении ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская (или Т-1 на ПС 110 кВ Старокорсунская) величина нагрузки на Т-1 ПС 110 кВ Лорис за отчетный период для РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С составила 60,9 МВА, что превышает $S_{ддн}$ на величину до 176 %.

При отключении на ПС 110 кВ Лорис МВ-35 ВЛ 35 кВ Лорис – Биофабрика величина токовой нагрузки на Т-1 ПС 110 кВ Старокорсунская составила 38,67 МВА что превышает $S_{ддн}$ на величину до 155 %.

В соответствии с информацией, предоставленной сетевой организацией, для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций в рассматриваемом районе и для повышения надежности электроснабжения социально-значимых объектов г. Краснодар, запитанных от ПС 110 кВ Старокорсунская и ПС 110 кВ ПТФ, обеспечения возможности вывода трансформаторов и линий в ремонт без ограничения электроснабжения потребителей предлагается мероприятие по строительству второй цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПС 110 кВ ПТФ, ориентировочной протяженностью 21,33 км, а также реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 (в режиме 35/10 кВ, обмотка 110 кВ не

используется) мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

При этом, для устранения описанных выше схемно-режимных ситуаций в рассматриваемом районе с превышениями токовой нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Старокорсунская и ПС 110 кВ Лорис в 2.2.1 предусмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности, а именно:

– реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой существующего силового трансформатора Т-1 110/35/10 кВ 1×25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ 1×40 МВА и существующего силового трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 1×16 МВА на трансформатор 35/10 кВ 1×25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Лорис с установкой четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА.

Таким образом, с учетом реализации вышеуказанных мероприятий, строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПС 110 кВ ПТФ, ориентировочной протяженностью 21,33 км является нецелесообразным.

Реконструкция энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя.

В настоящее время на ПС 35 кВ Калинино установлены два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода – 2016). ПС 35 кВ Калинино присоединена по ВЛ 35 кВ Северная – Калинино с отпайками I и II цепь, без возможности перевода нагрузок с ПС 35 кВ Калинино на другие центры питания и рисками отключения населения в аварийных ситуациях.

Основным центром питания ПС 35 кВ Калинино является ПС 110 кВ Северная. ПС 35 кВ Калинино присоединена по ВЛ 35 кВ Северная – Калинино с отпайками I и II цепь. В настоящее время на ПС 110 кВ Северная установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА (год ввода – 2009), Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА (год ввода – 2008) и трансформатор Т-3 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА (год ввода – 2019).

ПС 110 кВ Дальняя находится в центре г. Краснодар, осуществляет электроснабжение потребителей г. Краснодар, находится в управлении Краснодарских электрических сетей АО «Россети Кубань».

В настоящее время на ПС 110 кВ Дальняя установлены трансформаторы 110/6 кВ мощностью 10 МВА (год ввода – 1991) и 35/6 кВ мощностью 10 МВА (год ввода – 1968).

Схема электрических сетей энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя приведена на рисунке 5.

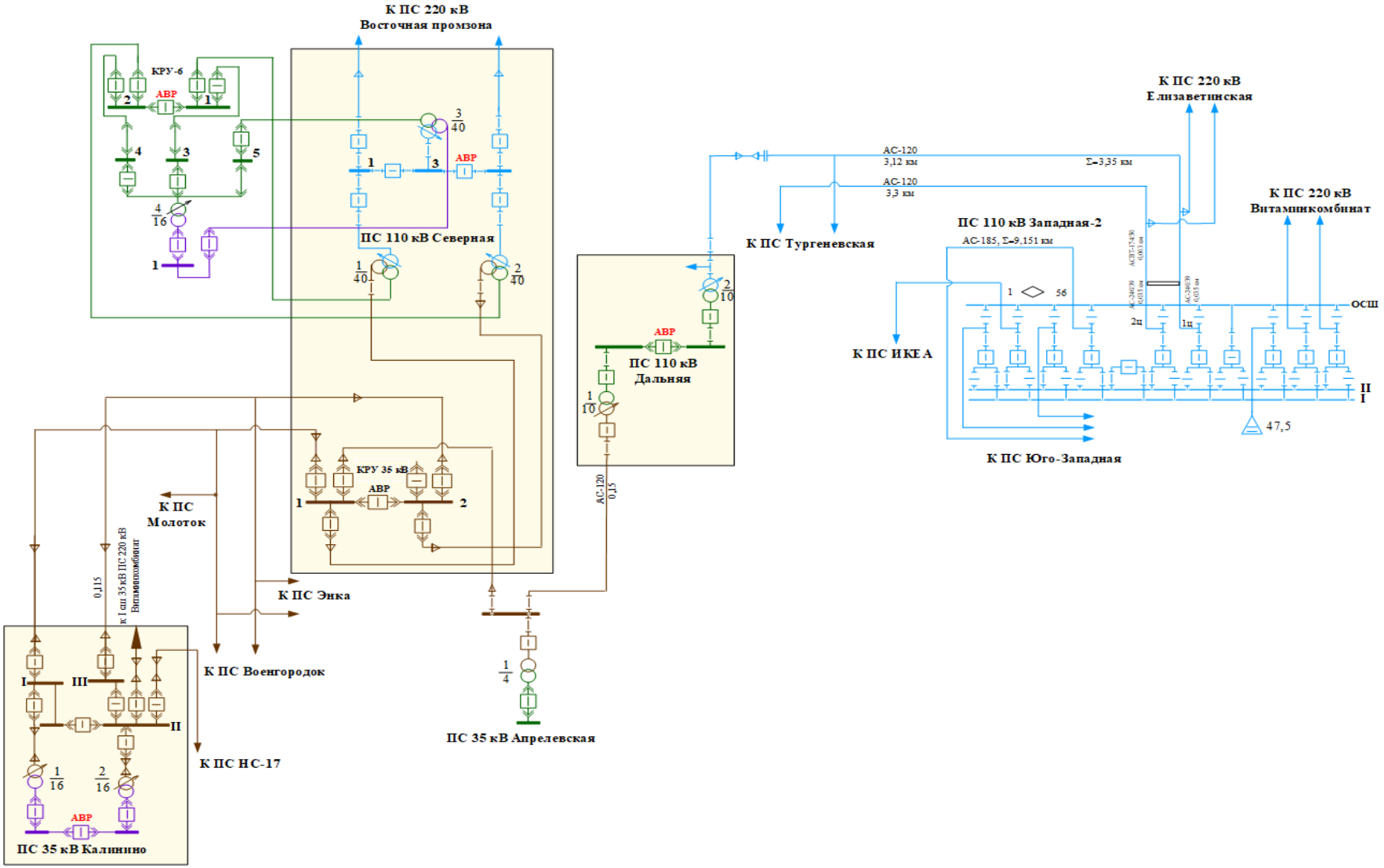


Рисунок 5 – Схема электрических сетей энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя

Таблица 23 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 35 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{ном}$ 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ Калинино	35/10	Т-1	38,5/11	16	13,99	15,29	10,18	10,39	12,32	14,86	11,93	8,95	12,39	15,42[1)]	0
			Т-2	38,5/11	16	10,57	9,76	7,47	6,53	5,23	11,77	9,06	2,93	10,82	7,31[1)]	
2	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	Т-1	115/38,5/6,6	40	28,99	29,60	24,92	22,70	29,19	31,99	30,97	22,32	36,96	39,17[1)]	0
			Т-2	115/38,5/6,6	40	27,72	30,43	27,34	27,31	32,19	38,15	27,25	22,12	29,83	29,08[1)]	
			Т-3	115//10/6,6	40	5,71	6,28	7,47	8,51	5,93	7,15	12,87	5,74	10,25	24,02[1), 2)]	
3	ПС 110 кВ Дальняя	110/35/6	Т-2	115/6,6	10	6,85	8,10	6,45	5,81	6,17	9,64	10,33	6,62	9,26	9,91[1)]	0
			Т-1	38,5/11	10	4,60	5,16	5,02	6,62	7,53	5,58	7,45	5,10	8,16	8,99[1)]	

Примечания

1 [1)] Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

2 [2)] Приведена фактическая нагрузка трансформатора с учетом отклонения от нормальной схемы электрических соединений ПС 110 кВ Северная (нагрузка в объеме 14,41 МВА запитана дополнительно от Т-3 ПС 110 кВ Северная).

Таблица 24 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ Калинино	Т-1	ТДНС-16000/35/10	2016	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДНС-16000/35/10	2016	63	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Северная	Т-1	ТДТН-40000/110/35/6	2009	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-40000/110/35/6	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-40000/110-У1	2019	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Дальняя	Т-1	ТДНС-10000/35/6	1968	100	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1991	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 25 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Северная	2024 / лето	92,27	ПС 110 кВ Северная	ИП Клюшникова Елена Николаевна	22.01.2025	21106-25-00963490-1	22.01.2026	1,30	0	6	0,52	95,49	95,49	95,49	95,49	95,49	95,49
				ПС 110 кВ Северная	Физ. лицо	28.05.2019	21100-19-00505824-1	05.03.2025	2,95	0	10	1,18						
				ПС 110 кВ Северная	ИП Чермит Аскербий Савожевич	11.12.2023	21106-23-00859764-1	11.12.2025	2,00	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Северная	ООО Специализированный застройщик «Кубанская строительная компания»	07.06.2019	21100-19-00509570-1	30.06.2025	1,00	0	10	0,40						

Согласно данным в таблицах 23, 24, фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ Калинино за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года.

Для оценки токовой нагрузки рассматриваемого энергоузла в целом, последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур летнего периода при ТНВ +35 °С, что соответствует иному замеру 2024 года.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Калинино при ТНВ +35 °С при нормальном режиме нагрузки составляет 1,05.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Калинино отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22{,}73 + 0 + 0 - 0 = 22{,}73 \text{ МВА}.$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ Калинино, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 35,3 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Калинино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ Калинино расчетный объем ГАО составит 5,93 МВА.

Основным центром питания ПС 35 кВ Калинино является ПС 110 кВ Северная. ПС 35 кВ Калинино присоединена по ВЛ 35 кВ Северная – Калинино с отпайками I и II цепь. В настоящее время на ПС 110 кВ Северная установлены трансформаторы Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА, Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и трансформатор Т-3 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА.

Согласно данным в таблицах 23, 24, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Северная за отчетный период в иной замер 2024 года составила 92,27 МВА: нагрузка Т-1 составила 39,17 МВА, Т-2 – 29,08 МВА, Т-3 – 24,02 МВА.

Для оценки токовой нагрузки рассматриваемого энергоузла в целом, последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур летнего периода при ТНВ +35 °С.

В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Северная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 53,02 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов ПС 110 кВ Северная при ТНВ +35 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,115.

Схемно-режимным мероприятием, направленным на снижение загрузки Т-1 (Т-2) в ПАР Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Северная является перевод нагрузки на Т-3 ПС 110 кВ Северная по сети 6-10 кВ при приближении периода экстремально

высоких температур летнего периода. С учетом перевода нагрузки I сш 6 кВ в объеме 11,85 МВА с Т-1 на Т-3 ПС 110 кВ Северная, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 в ПАР Т-2 ПС 110 кВ Северная снижается, но превышает $S_{ддн}$ на величину до 26,46 % (загрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$). С учетом перевода нагрузки II сш 6 кВ в объеме 7,13 МВА с Т-2 на Т-3 ПС 110 кВ Северная, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 в ПАР Т-1 снижается, но превышает $S_{ддн}$ на величину до 37,04 % (загрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$). Таким образом, максимальный дефицит трансформаторной мощности ПС 110 кВ Северная в ПАР Т-1 составит 16,52 МВА (с учетом перевода нагрузки II сш 6 кВ на Т-3 ПС 110 кВ Северная).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,22 МВА, из них 0,6 МВА на Uном 6 кВ, 2,62 МВА на Uном 10 кВ).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр(т1,т2,т3)}} = 92{,}27 + 3{,}22 + 0 - 0 = 95{,}49 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 39{,}17 + 0{,}60 + 0 - 0 = 39{,}77 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = 29{,}08 + 0{,}60 + 0 - 0 = 29{,}68 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр3}} = 24{,}02 + 2{,}62 + 0 - 0 = 26{,}64 \text{ МВА}.$$

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, существующих трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 54,37 %. С учетом перевода максимально возможного объема нагрузки 12,45 МВА с I сш 6 кВ на Т-3 ПС 110 кВ Северная, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 в ПАР Т-1 ПС 110 кВ Северная превышает $S_{ддн}$ на величину до 26,46 % (при этом загрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$). С учетом перевода нагрузки II сш 6 кВ в объеме 7,13 МВА ПС 110 кВ Северная, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 в ПАР Т-2 ПС 110 кВ Северная превышает $S_{ддн}$ на величину до 38,39 % (загрузка Т-3 не превышает $S_{ддн}$).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Северная расчетный объем ГАО составит 17,12 МВА (с учетом перевода нагрузки в объеме 7,13 МВА с РУ 6 кВ на Т-3 ПС 110 кВ Северная). Таким образом, дефицит трансформаторной мощности ПС 110 кВ Северная составит 17,12 МВА.

КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино выполнены проводом торсада 3×95 мм, ДДТН по данной КВЛ составляет 182 А.

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 35 кВ Северная – Калинино 1 (2) цепь, токовая нагрузка ВЛ 35 кВ Северная – Калинино 2 (1) цепь составила 366 А (201 % от ДДТН).

Схемно-режимные мероприятия, достаточные для входа параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений отсутствуют.

Согласно данным в таблицах 23, 24, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Дальняя за отчетный период выявлена в иной замер 2024 года и составила 18,90 МВА: нагрузка Т-1 составила 8,99 МВА, Т-2 –9,91 МВА. Для оценки токовой нагрузки рассматриваемого энергоузла в целом, последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур летнего периода при ТНВ +35 °С.

В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Дальняя нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Дальняя превышает $S_{ддн}$ на величину до 80,00 % (118,5 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-1 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки Т-2 при ТНВ +35 °С при нормальном режиме нагрузки составляет 0,865.

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

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дальняя ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Дальняя расчетный объем ГАО составит 10,25 МВА.

Одновременно в работе рассмотрены альтернативные варианты (№ 3 и № 5) с реконструкцией ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА и строительство отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь до ПС 110 кВ Дальняя.

Альтернативные варианты (№ 3 и № 5) исключают перегруз силовых трансформаторов Т-1, Т-2 на ПС 110 кВ Северная в ПАР Т-2 ПС 110 кВ Дальняя в связи с переводом части питания Т-2 ПС 110 кВ Дальняя в объеме 9,91 МВА на сеть 110 кВ, питающуюся от ПС 220 кВ Елизаветинская. При этом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Северная из нормальной схемы, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) ПС 110 кВ Северная снижается, но превышает $S_{ддн}$ на величину до 18,2 %. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Северная расчетный объем ГАО составит 8,13 МВА (с учетом перевода нагрузки с РУ 6 кВ на Т-3 ПС 110 кВ Северная). Таким образом, дефицит трансформаторной мощности ПС 110 кВ Северная составит 8,13 МВА (для рассматриваемых вариантов № 3 и № 5).

При отключении трансформатора Т-2 (110/6 кВ) ПС 110 кВ Дальняя (в рассматриваемых вариантах № 1, № 2, № 4) токовая нагрузка КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская составит 338 А, что превышает ДДТН на величину до 22 % и АДТН на величину до 4,3 %. Требуется реконструкция КЛ с увеличением пропускной способности (выполнена кабелем АПвПу2г 1х150, при температуре +35 °С ДДТН – 277 А, АДТН – 324 А).

Таким образом, в рассматриваемом энергорайоне ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя выявлены риски ввода ГАО для двух подстанций 110 кВ и одной подстанции 35 кВ, а также необходимость усиления прилегающей сети 35 кВ. Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнение комплекса мероприятий по увеличению трансформаторной мощности подстанций и увеличению пропускной способности прилегающей сети 35 кВ.

Рассмотрены пять вариантов комплекса мероприятий по устранению выявленных проблем.

Вариант № 1:

– реконструкция ПС 35 кВ Калинино с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку;

– реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км.

Вариант № 2:

– реконструкция ПС 35 кВ Калинино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– установка на ПС 110 кВ Калинино двух ячеек 110 кВ для подключения двух заходов КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона;

– строительство двух заходов КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона ориентировочной протяженностью 3 км;

– реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

Вариант № 3:

– реконструкция ПС 35 кВ Калинино с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и реконструкцией ОРУ 35–110 кВ;

– расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку;

– реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– строительство отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь до ПС 110 кВ Дальняя;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь.

Вариант № 4:

– реконструкция ПС 35 кВ Калинино с установкой Т-3 мощностью 16 МВА;

– расширение РУ 35 кВ и РУ 10 кВ ПС 35 кВ Калинино на одну ячейку;

– реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку;

– реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км.

Вариант № 5:

– реконструкция ПС 35 кВ Калинино с установкой Т-3 мощностью 16 МВА;

– расширение РУ 35 кВ Калинино на одну ячейку;

–реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА;

– расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку;

– реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА;

– строительство отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь до ПС 110 кВ Дальняя;

– реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.6, суммарные дисконтированные затраты по варианту №1 составляют 1392,64 млн руб., по варианту № 2 – 1783,99 млн руб., по варианту № 3 – 1503,07 млн руб., по варианту № 4 – 1207,80 млн руб., по варианту № 5 – 1333,74 млн руб.

Наиболее экономичным является вариант № 4.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

– реконструкцию ПС 35 кВ Калинино с установкой Т-3 мощностью 16 МВА;

– реконструкцию ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА;

– реконструкцию КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С;

– реконструкцию ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 35/6 кВ мощностью 25 МВА и с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА;

– реконструкцию КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Транзит ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая.

Согласно данным АО «Россети Кубань» для повышения надежности электроснабжения потребителей Туапсинского района предлагается реконструкция транзита 110 кВ Джубгинская ТЭС – Туапсе тяговая с увеличением пропускной способности и строительством новых ЛЭП 110 кВ.

Необходимо отметить, что в разделе рассматриваемый транзит 110 кВ относится к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

В 2.1.8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая, а также мероприятия по усилению сети рассматриваемого транзита 110 кВ.

КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I, II цепь с отпайками.

КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II (I) цепь с отпайками выполнены проводом АС-185/29, ДДТН по данным ВЛ при ТНВ +35 °С составляет 458 А.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением одной из КВЛ 110 кВ Кирилловская –

РИП I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка оставшейся в работе КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 2 %.

Схемно-режимные мероприятия, достаточные для входа параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений отсутствуют.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение на ПС 110 кВ РИП планируется подключение энергопринимающих устройств мощностью 10,732 МВА, ПС 110 кВ Широкая балка – 0,465 МВА.

Таким образом, в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением одной из КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I (II) цепь с отпайками, перспективная токовая нагрузка оставшейся в работе КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 16 %.

Токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I (II) цепь с отпайками, с учетом объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, превышает ДДТН КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I (II) цепь с отпайками в схеме, связанной с отключением одной из них.

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей Юго-западных электрических сетей Краснодарского края рекомендуется увеличение пропускной способности КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I, II цепь с отпайками с заменой провода АС-185/29 на провод с ДДТН не менее 532 А при ТНВ +35 °С.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь.

ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь выполнены проводом АСКП-240/39, ДДТН по данным ВЛ при ТНВ +35 °С составляет 537 А, АДТН по данным ВЛ при ТНВ +35 °С составляет 644 А.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением одной из ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь, токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская II (I) цепь превышает ДДТН на величину до 25 %, АДТН на величину до 4 %.

Схемно-режимные мероприятия, достаточные для входа параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, отсутствуют.

Таким образом, для обеспечения надежного электроснабжения Анапского района Краснодарского края, питающегося по ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь, необходимо увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь. По предложению сетевой организации предлагается строительство новой ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь.

Альтернативным решением строительства новой ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь является реконструкция ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь с заменой провода марки АСКП-240/39 на провод большей пропускной способности и с полной заменой опор.

В соответствии с оценкой сетевой организации величина капитальных затрат на реализацию мероприятия по строительству новой ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь составит 243,07 млн руб. (с НДС), а на реализацию мероприятия по увеличению пропускной способности ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I, II цепь с заменой провода АСКП-240/39 на провод большей пропускной способности с полной заменой опор составит 590,2 млн руб. (с НДС).

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей Анапского района Краснодарского края рекомендуется строительство новой ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь ориентировочной протяженностью 7,5 км.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками.

ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками выполнены проводом АС-185/24, АС-150/24, АС-120/19, ДДТН по данным ВЛ при ТНВ +35 °С составляет 343 А.

В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением одной из ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками, токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 19 %.

Схемно-режимные мероприятия, достаточные для входа параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений отсутствуют.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение на ПС 110 кВ Южная планируется подключение энергопринимающих устройств мощностью 1,488 МВА, ПС 110 кВ ДСК – 1,685 МВА, ПС 110 кВ Северо-Западная – 0,064 МВА.

Таким образом, в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением одной из ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I (II) цепь с отпайками, перспективная токовая нагрузка оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 26 %.

Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I (II) цепь с отпайками, с учетом объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ и с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания, превышает ДДТН ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I (II) цепь с отпайками в схеме, связанной с отключением одной из них.

Для обеспечения надежного электроснабжения города-героя Новороссийск, питающегося по ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками, необходимо увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками с заменой провода АС-120/19 на провод большей пропускной способности.

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического

присоединения перспективных потребителей Юго-западных электрических сетей Краснодарского края рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная I, II цепь с отпайками с заменой провода АС-120/19 на провод с ДДТН не менее 433 А при ТНВ +35 °С.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 26 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 26 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 26 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «РОСТЭКЭЛЕКТРОСЕТИ»	Строительство новой ПС 110/10 кВ 2×6300 кВА Учреждение
2	ООО «РОСТЭКЭЛЕКТРОСЕТИ»	Строительство заходов ВЛ 110 кВ на новую ПС 110/10 кВ 2×6300 кВА Учреждение

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир).

Энергорайон включает в себя основные генерирующие объекты:

– Краснодарская ТЭЦ ($P_{уст}$ = 1025 МВт);

– Адлерская ТЭС ($P_{уст}$ = 367 МВт);

– Сочинская ТЭС ($P_{уст}$ = 160,5 МВт);

– Ударная ТЭС ($P_{уст}$ = 561,682 МВт);

– Белореченская ГЭС ($P_{уст}$ = 48 МВт);

– Краснополянская ГЭС ($P_{уст}$ = 24,9 МВт);

– Майкопская ГЭС ($P_{уст}$ = 9,4 МВт);

– Адыгейская ВЭС ($P_{уст}$ = 150 МВт);

– Адыгейская СЭС ($P_{уст}$ = 4 МВт).

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

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

– ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк;

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная;

– ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;

– ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк;

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки;

– ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская;

– КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая;

– КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат;

– КВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Карта-схема, границы и схема электрических сетей энергорайона за КС «Юго-Восток» приведены на рисунках 6–8.

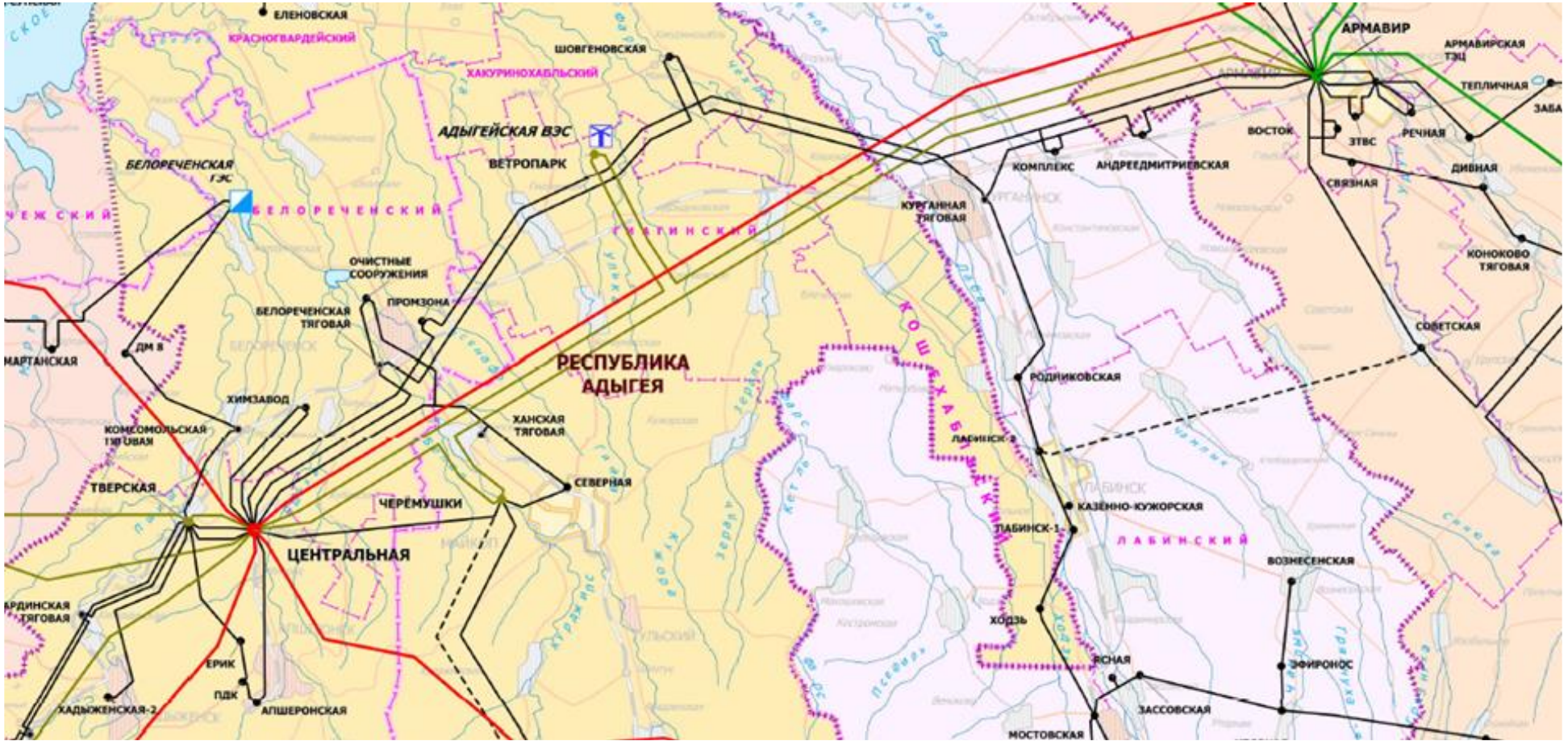


Рисунок 6 – Карта-схема энергорайона за КС «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

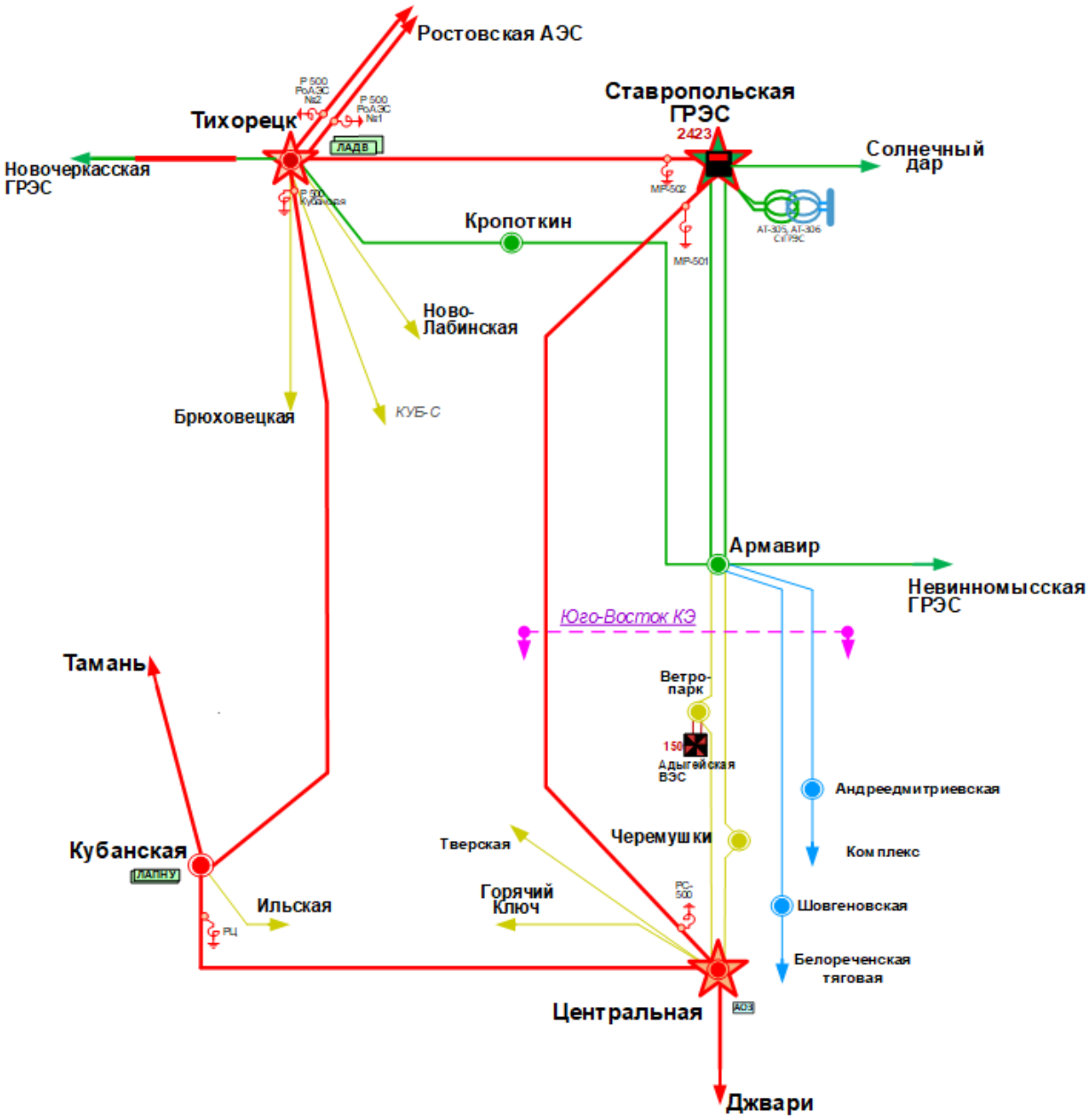


Рисунок 7 – Контролируемое сечение «Юго-Восток» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

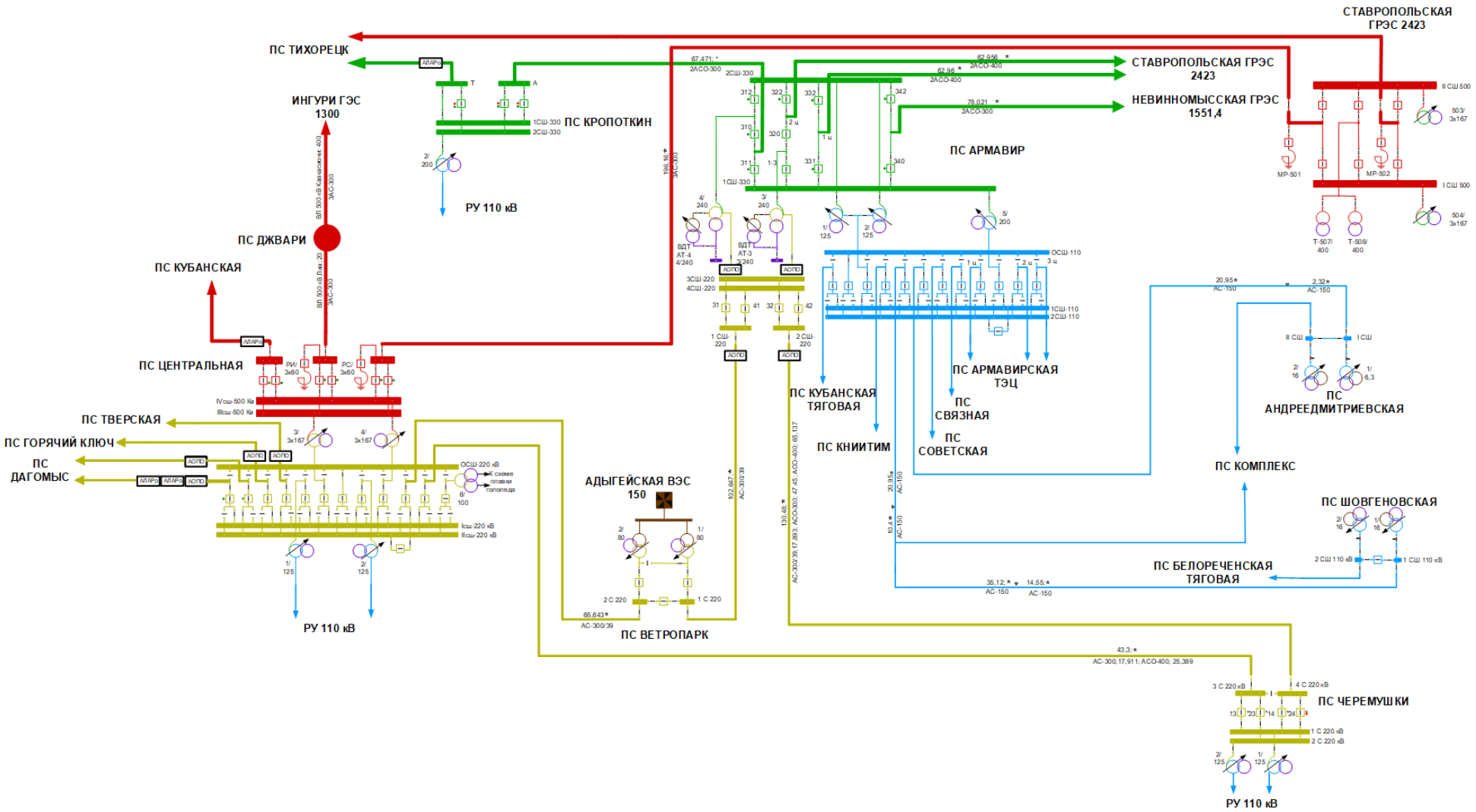


Рисунок 8 – Схема и границы электрических сетей энергорайона

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

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

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

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

1) КС «Юго-Восток» в составе:

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс (замер от шин 110 кВ ПС 330 кВ Армавир);

2) КС «ОЭС – Кубань» (основное КС, рассматривается в качестве обеспечения баланса мощности с учетом вышеуказанного состава новой генерирующей мощности) в составе:

– ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);

– ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк (планируемая к сооружению) (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк (замер к шинам 220 кВ ПС 500 кВ Центральная);

– ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (замер от шин 220 кВ ПС 330 кВ Армавир);

– ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Брюховецкая);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

– ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская (замер от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тихорецк);

3) КС «Волгоградское в ОЭС Юга» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

– ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Трубная);

– ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);

– ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Балашовская);

4) КС «Волгоград – Ростов» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

– ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская (замер к шинам 500 кВ Ростовской АЭС);

– ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты (замер к шинам 500 кВ ПС 500 кВ Шахты);

– ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2 (замер к шинам 220 кВ ПС 220 кВ Вешенская-2);

– ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково (замер к шинам 220 кВ Ростовской АЭС);

– ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК (замер к шинам 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);

5) КС «Кубанское» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

– ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №1 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);

– ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №2 (замер от шин 500 кВ Ростовской АЭС);

– ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань (замер от шин 500 кВ ПС 500 кВ Ростовская);

– ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк (замер от шин 330 кВ Новочеркасской ГРЭС);

– ВЛ 220 кВ Волгодонск – Сальская (замер от шин 220 кВ РП 220 кВ Волгодонск);

– КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг I цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);

– КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Койсуг II цепь (замер от шин 220 кВ Новочеркасской ГРЭС);

– ВЛ 220 кВ Р-20 – А-20 (замер от шин 220 кВ ПС 220 кВ Р-20);

6) КС «Невинномысск» (при анализе пропускной способности КС «Юго-Восток» контролируется при рассмотрении СРМ по разгрузке электростанций) в составе:

– ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир;

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

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

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

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

2) включенные в ТУ для ТП к электрическим сетям:

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

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

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

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

Пропускная способность внешних электрических связей энергорайона определена для:

– нормальной схемы электрической сети;

– единичных ремонтных схем, связанных с отключенным состоянием ЛЭП (единицы электросетевого оборудования).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» и расчетов электроэнергетических режимов при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год приведены в таблицах 27, 28.

Таблица 27 – Результаты расчетов перетока мощности в КС «Юго-Восток» для летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год

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

Таблица 28 – Результаты расчетов электроэнергетических режимов летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ на 2031 год

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

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

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

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

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

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 29. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

Таблица 29 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	19567	19947	20174	20409	20624	20842
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	978	997	1009	1020	1031	1042
Потребность в мощности	20545	20944	21183	21429	21655	21884
Располагаемая мощность электростанций	21123	21292	21582	21582	21652	21652
Аварийность статистическая	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[1)]	19023	19192	19482	19482	19552	19552
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 статистической	58	-172	-121	-367	-523	-752
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-702	-932	-881	-1127	-1283	-1512
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	96	127	120	154	175	206

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	798	1059	1001	1280	1458	1718
Отложенный спрос на мощность	21,0	38,5	68,0	111,4	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Южной АЭС, которая в будущем позволит исключить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026–2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 172–752 МВт и 702–1512 МВт соответственно.

Ввиду того, что дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» не превышает дефицит мощности ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань», определенный в таблице 30, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур.

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, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, КВЛ 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 30. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 30 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	5470	5609	5713	5836	5896	6001
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	274	280	286	292	295	300
Потребность в мощности	6594	6739	6849	6978	7041	7151
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5744	5889	5999	6128	6191	6301
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[1)]	2181	2181	2111	2111	2111	2111
Аварийность статистическая	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	1682	1682	1612	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 статистической	-1492	-1637	-1817	-1946	-2009	-2119
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2048	-2193	-2373	-2502	-2565	-2675
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 статистической	-1322	-1467	-1647	-1776	-1839	-1949
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1754	-1899	-2079	-2208	-2271	-2381
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	239	259	284	301	310	325
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	1993	2158	2363	2509	2581	2706
Отложенный спрос на мощность	18,5	36,1	65,5	111,3	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Усть-Лабинской и Балаклавской ГАЭС, которые в будущем позволят снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом отсутствия принятых решений по их реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026–2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1492–2119 МВт и 2048–2675 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2381 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с величины 5767 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 6001 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 2204 МВт в соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.04.2025 № 3пр (далее – Протокол № 3пр) в составе:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 25 МВт каждая на Таврической ТЭС в 2026 году (суммарно 150 МВт);

– строительство одного энергоблока ПСУ установленной мощностью 150 МВт на Краснодарской ТЭЦ в 2028 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 470 МВт в Динском районе Краснодарского края в 2029 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году;

– строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 160 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2029 и 2030 году соответственно (суммарно 320 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Ударной ТЭС в 2030 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2030 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 164 МВт на Джубгинской ТЭС в 2030 году;

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство систем накопления электрической энергии (далее – СНЭЭ) в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026;

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея установленной мощностью 250 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

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 31. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 31 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	950	954	999	1017	992	1004
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	48	48	50	51	50	50
Потребность в мощности	998	1002	1049	1068	1042	1054
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	998	1002	1049	1068	1042	1054
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций[1)]	376	376	317	317	317	317
Аварийность статистическая	79	79	79	79	79	79

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	297	297	238	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	-116	-120	-226	-245	-219	-231
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-459	-463	-569	-588	-562	-574
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	63	63	78	80	77	78
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	521	526	647	668	638	652

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2026–2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 116–231 МВт и 459–574 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» с величины 990 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 1004 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений, в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 480 МВт в соответствии с Протоколом № 3пр в составе:

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2030 году;

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– проработка собственниками вопроса повышения допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования, ограничивающего величину максимально допустимого перетока активной мощности в КС «Шепси – Дагомыс».

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2026–2031 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 32. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 32 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1904	1924	1937	1957	1969	1981
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[1)]	95	96	97	98	98	99
Потребность в мощности	2489	2510	2524	2545	2557	2570
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1999	2020	2034	2055	2067	2080
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность статистическая	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	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 статистической	-110	-131	-145	-166	-178	-191
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности статистической	-421	-442	-456	-477	-490	-502

Примечание – [1)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Балаклавской ГАЭС, которая в будущем позволит снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем, с учетом

отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

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 2026 года возникает превышение величины максимально допустимого перетока в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2026–2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 110–191 МВт и 421–502 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с величины 1967 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025–2030 годы до 1981 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 385 МВт в соответствии с Протоколом № 3пр в составе:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 25 МВт каждая на Таврической ТЭС в 2026 году (суммарно 150 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– рассмотрение возможности перехода на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период ОЗП;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 33 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Краснодарского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 33 – 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	Комплекс газоперерабатывающих заводов в промышленной зоне порта Тамань	ООО «ОТЭКО-МАК»	0,0	250,0	110	2025 2026 2028	ПС 220 кВ Порт
Более 50 МВт							
2	Жилые комплексы	ООО «Краснодар-энерго»	0,0	50,0	110	2026 с поэтапным набором мощности до 2028	Краснодарская ТЭЦ
Более 10 МВт							
3	Жилые комплексы	ООО «Энергосфера»	0,0	40,0	35	2025	Краснодарская ТЭЦ
4	ПС 110 кВ НПС Кропоткинская	АО «КТК - Р»	0,0	33,0	110	2027	ПС 330 кВ Кропоткин
5	ПС 110 кВ Тихорецкая тяговая, установка дополнительного трансформатора	ОАО «РЖД»	10,0	27,0	110	2025	ПС 500 кВ Тихорецк
6	Гостиничный комплекс	ООО «Обер Хутор»	0,0	25,9	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Спортивная
7	Судоремонтный завод	АО «Новороссийский судоремонтный завод»	0,0	21,05	110	2025	ПС 110 кВ Судоремонтный завод

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
8	КТП 27,5 кВ Заявителя, КТП 10 кВ Заявителя	«ФКУ Ространсмодернизация»	0,0	20,2	27,5 10	2025	ПС 110 кВ Гайдук тяговая
9	Жилые комплексы	ООО «Специализированный застройщик «Догма-Парк 21»	0,0	20,0	35	2029	ПС 110 кВ Екатерининская
10	Жилые комплексы	ООО «Югстрой-Электросеть»	0,0	15,0	35	2025	ПС 110 кВ Гавань
11	Агропромышленный комплекс	ООО «Тамань-Агро»	0,0	12,0	10	2025	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 2026–2031 годов представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	34193	34810	36098	37031	37776	38511	39336
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	617	1288	933	745	735	825
Годовой темп прироста, %	–	1,80	3,70	2,58	2,01	1,95	2,14
Краснодарский край							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	32516	33112	34327	35216	35937	36656	37475
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	596	1215	889	721	719	819
Годовой темп прироста, %	–	1,83	3,67	2,59	2,05	2,00	2,23
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,2	95,3

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

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

Потребление электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется на уровне 37475 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,31 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Краснодарского края прогнозируется в 2027 году и составит 1215 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,67 %. Наименьший

годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2026 году и составит 596 млн кВт·ч или 1,83 %.

Доля Краснодарского края в потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 95,1–95,3 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Краснодарского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 33.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 9.

Рисунок 9 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Краснодарского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Краснодарского края обусловлена следующими основными факторами:

– реализацией проекта ООО «ОТЭКО-МАК»;

– значительным ростом объемов переработки нефти на ООО «Афипский НПЗ» и ООО «РН-Туапсинский НПЗ»;

– развитием транспортной инфраструктуры, в том числе морских портов, железнодорожного транспорта и автомобильных дорог;

– увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе АО «КТК-Р»;

– ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края							
Максимум потребления мощности, МВт	5458	5358	5534	5634	5740	5822	5927
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-100	176	100	106	82	105
Годовой темп прироста, %	–	-1,83	3,28	1,81	1,88	1,43	1,80
Число часов использования максимума потребления мощности ч/год	6265	6497	6523	6573	6581	6615	6637
Краснодарский край							
Потребление мощности (совмещенное) на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, МВт	5174	5075	5246	5341	5446	5527	5631
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	-99	171	95	105	81	104
Годовой темп прироста, %	–	-1,91	3,37	1,81	1,97	1,49	1,88
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,8	94,7	94,8	94,8	94,9	94,9	95,0
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6284	6525	6543	6594	6599	6632	6655

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

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

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

Потребление мощности Краснодарского края к 2031 году прогнозируется на уровне 5631 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит 0,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 171 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 3,37 %; снижение мощности ожидается в 2026 году и составит 99 МВт или 1,91 %.

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 2031 году на уровне 6655 ч/год.

Доля Краснодарского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края составит 94,7–95,0 %.

Динамика изменения потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 10.

Рисунок 10 – Прогноз потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2025 году ожидаются в объеме 153 МВт.

В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, предусматриваются в объеме 2069 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на

территории Краснодарского края, в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026–2031 гг.
Всего	153	250	–	150	630	1039	–	2069
ТЭС	153	–	–	150	630	1039	–	1819
СНЭЭ	–	250	–	–	–	–	–	250

В энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, на территории Краснодарского края, планируется размещение системы накопления электрической энергии на объектах ПАО «Россети» в объеме 250 МВт в 2026 году.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, ожидается в 2025 году в объеме 5 МВт, в период 2026–2031 годов – в объеме 5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2031 году составит 5285,8 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, снизится доля ГЭС по сравнению с отчетным годом с 2,44 % до 1,41 %, доля ТЭС снизится с 96,04 % до 92,98 %, доля СЭС снизится с 1,52 % до 0,88 %. Доля системы накопления электрической энергии в 2031 году составит 4,73 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, представлена в таблице 37. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, представлена на рисунке 11.

Таблица 37 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	3211,8	3461,8	3466,8	3616,8	4246,8	5285,8	5285,8
ГЭС	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
ТЭС	3090,9	3090,9	3095,9	3245,9	3875,9	4914,9	4914,9
СНЭЭ	–	250	250	250	250	250	250
СЭС	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5

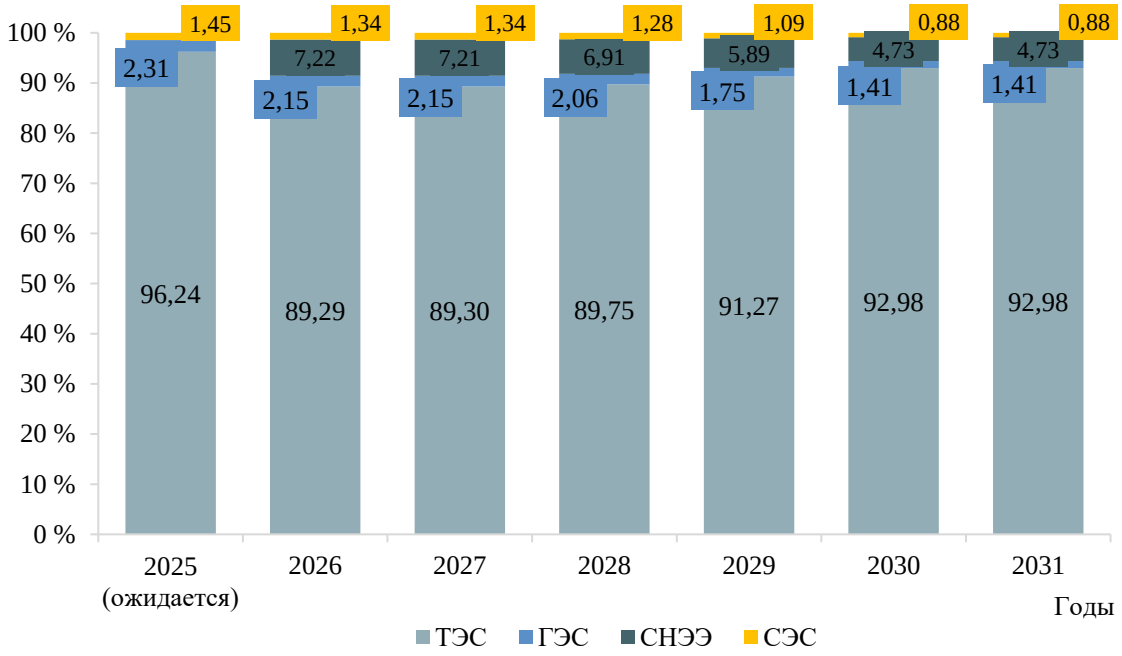


Рисунок 11 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края

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 2025–2031 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 38.

Таблица 38 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	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
2	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	АО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	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
8	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
9	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
10	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 23,602 км	АО «Россети Кубань»	110	км	23,602	–	–	–	–	–	–	23,602	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	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 потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
12	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 потребителя АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»
13	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	АО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	–	50,64	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	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 «Ространсмодернизация», ООО «Тамань-Агро», ООО «ОТЭКО-МАК», ООО «Специализированный застройщик «Лечебно-оздоровительный комплекс «Вера»
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская ориентировочной протяженностью 5,4 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	5,4	–	–	–	–	–	–	5,4	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками ориентировочной протяженностью 17,1 км с отпайками с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	17,1	–	–	–	–	–	–	17,1	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП ориентировочной протяженностью 1,7 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	1,7	–	–	–	–	–	–	1,7	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Гидроузел до отпайки на ПС 110 кВ Водохранилище ориентировочной протяженностью 0,715 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	0,715	–	–	–	–	–	–	0,715	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	90	–	–	–	–	–	–	90	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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
23	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
24	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская ориентировочной протяженностью 23,3 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	23,3	–	–	–	–	–	–	23,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная ориентировочной протяженностью 23,1 км и строительством участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 1,4 км от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово ориентировочной протяженностью 6,6 км	АО «Россети Кубань»	110	км	23,1 1,4 6,6	–	–	–	–	–	–	31,1	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажем ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская ориентировочной протяженностью 9,3 км	АО «Россети Кубань»	110	км	9,3	–	–	–	–	–	–	9,3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	Строительство участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка ориентировочной протяженностью 32,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	4,7 32,5	–	–	–	–	–	–	37,2	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 39 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 39 – 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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Строительство ВЛ 110 кВ Тихорецк – Тихорецкая тяговая ориентировочной протяженностью 12 км	ОАО «РЖД»	110	км	12	–	–	–	–	–	–	12	Обеспечение технологического присоединения потребителя 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	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40		ОАО «РЖД»	10	27
3	Строительство ПС 110 кВ Краснодарэнерго с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Краснодар-энерго»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Краснодарэнерго»	ООО «Краснодар-энерго»	–	50
4	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Краснодарэнерго ориентировочной протяженностью 8,3 км каждая	ООО «Краснодар-энерго»	110	км	–	2×8,3	–	–	–	–	–	16,6				
5	Реконструкция ПС 110 кВ Гайдук тяговая с установкой трансформатора Т-3 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ФКУ «Ространсмо-дернизация»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Ространсмодернизация»	ФКУ «Ространсмо-дернизация»	–	20,215
6	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	4 (аварийная бронь)	294 (генерация) 20 (аварийная бронь)
7	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе-тяговая II цепь до переходной опоры 110 кВ № 50/1 ориентировочной протяженностью 0,025 км каждый	АО «Россети Кубань»	110	км	2×0,025	–	–	–	–	–	–	0,05				
8	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «КУБ-С»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КУБ-С»	ООО «КУБ-С»	–	52
9	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				
10	Реконструкция ПС 110 кВ Магри-тяговая с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы напряжением 110/10 кВ мощностью не менее 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛЕНДСТРОЙ», ИП Барсамян Саркис Гирушович, ООО «Аше Резорт»	ООО «ЛЕНД-СТРОЙ»	–	4,5
														ИП Барсамян Саркис Гирушович	0,15	0,8
														ООО «Аше Резорт»	–	4,8

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
11	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	АО «Россети Кубань»	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 «Ространсмодернизация», ООО «Тамань-Агро», ООО «ОТЭКО-МАК», ООО «Специализированный застройщик «Лечебно-оздоровительный комплекс «Вера»	ООО «Краснодар-энерго»	–	50
														ФКУ «Ространсмо-дернизация»	–	20,215
														ООО «Тамань-Агро»	–	12
														ООО «ОТЭКО-МАК»	–	50
														ООО «Специализи-рованный застройщик «Лечебно-оздоровитель-ный комплекс «Вера»	–	3,946
12	Строительство ПС 110 кВ Судоремонтный завод с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Новороссийский судоремонтный завод»	АО «Новорос-сийский судоремонтный завод»	–	21,05
13	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кирилловская – Восточная с отпайками на ПС 110 кВ Судоремонтный завод ориентировочной протяженностью 0,15 км каждый с образованием ЛЭП 110 кВ Кирилловская – Судоремонтный завод с отпайками и ЛЭП 110 кВ Восточная – Судоремонтный завод с отпайкой на ПС Геопорт	АО «Россети Кубань»	110	км	2×0,15	–	–	–	–	–	–	0,3				
14	Строительство ПС 110 кВ Сад с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Сад-Гигант»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сад-Гигант»	АО «Сад-Гигант»	–	2,354
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Славянская 220 – Красноармейская до ПС 110 кВ Сад ориентировочной протяженностью 0,076 км	АО «Сад-Гигант»	110	км	0,076	–	–	–	–	–	–	0,076				
16	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», ОАО «РЖД»	АО «Каспий-ский трубо-проводный Консорциум-Р»	–	33
														ОАО «РЖД»	5	6,184

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
17	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 потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	5	6,184
18	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	125	–	–	–	–	–	–	125				
19	Строительство ПС 110 кВ НПС Кропоткинская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	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
20	Строительство ВЛ 110 кВ Кропоткин – НПС Кропоткинская № 1 и ВЛ 110 кВ Кропоткин – НПС Кропоткинская № 2 ориентировочной протяженностью 10,8 км каждая	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	км	–	–	2×10,8	–	–	–	–	21,6				
21	Строительство ПС 110 кВ Предгорная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Сикорский Александр Павлович	ИП Сикорский Александр Павлович	–	2,2
22	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Северская – Ильская до ПС 110 кВ Предгорная ориентировочной протяженностью 0,277 км с образованием ВЛ 110 кВ Северская – Ильская с отпайкой на ПС Предгорная	АО «Россети Кубань»	110	км	0,277	–	–	–	–	–	–	0,277				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
23	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская с увеличением трансформаторной мощности (в рамках инвестиционной программы АО «Россети Кубань»)	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1,859	0,75
24	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС 110 кВ Северская тяговая (в рамках инвестиционной программы АО «Россети Кубань») ориентировочной протяженностью 23,602 км	АО «Россети Кубань»	110	км	23,602	–	–	–	–	–	–	23,602	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	18,182	2,096
25	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с увеличением трансформаторной мощности (в рамках инвестиционной программы АО «Россети Кубань»)	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «Догма вода»	ООО «Специализи-рованный застройщик «Догма вода»	–	3,547
26	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 потребителя ООО «Кубрента»	ООО «Кубрента»	–	1,3598

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
27	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ (в рамках инвестиционной программы АО «Россети Кубань»)	АО «Россети Кубань»	110	х	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 потребителя ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик»	ООО «Концессии водо-снабжения – Геленджик»	0,65	2,45
28	Строительство ПС 110 кВ ОТЭКО с четырьмя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «ОТЭКО-МАК»	110	МВА	–	–	–	4×125	–	–	–	500	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ОТЭКО-МАК»	ООО «ОТЭКО-МАК»	–	50
29	Строительство ЛЭП 110 кВ Вышестеблиевская – ОТЭКО ориентировочной протяженностью 30 км	ООО «ОТЭКО-МАК»	110	км	–	–	–	30	–	–	–	30				
30	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Порт – ОТЭКО ориентировочной протяженностью 5 км каждая	ООО «ОТЭКО-МАК»	110	км	–	–	–	2×5	–	–	–	10				
31	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АВТОРЕМСТРОЙ-ЮГ»	ООО «АВТОРЕМ-СТРОЙ-ЮГ»	0,015	3,985
32	Строительство ПС 110 кВ Горный воздух с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 кВ каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Лечебно-оздоровительный комплекс «Вера»	ООО «Специализи-рованный застройщик «Лечебно-оздоровитель-ный комплекс «Вера»	–	3,946
33	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дагомыс – Лоо на ПС 110 кВ Горный воздух ориентировочной протяженностью 3,85 км и 4,15 км	АО «Россети Кубань»	110	км	3,85 4,15	–	–	–	–	–	–	8				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
34	Реконструкция ПС 110 кВ Якорная Щель тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора расчетной мощности	ОАО «РЖД»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Специализированный застройщик «Якорная Щель»	АО «Специализированный застройщик «Якорная Щель»	3	4
35	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная до ПС 110 кВ Лучистая ориентировочной протяженностью 15 км	АО «Электросети Кубани»	110	км	15	–	–	–	–	–	–	15	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «НСК-ГРУПП»	ООО «Специализированный застройщик «НСК-ГРУПП»	0	4,9

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 40.

Таблица 40 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 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	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	*На территории Республики Адыгея (справочно):* 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
7	*На территории Республики Адыгея (справочно):* Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	*На территории Республики Адыгея (справочно):* 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
9	*На территории Республики Адыгея (справочно):* Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	АО «ВетроОГК»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 41.

Таблица 41 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «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 мощностью 31,5 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	АО «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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	АО «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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Кущевская 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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	АО «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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
13	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская 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 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
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 трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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
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	АО «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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
18	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
19	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
20	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	АО «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
21	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
22	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	АО «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
23	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24	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	АО «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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
25	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26	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	АО «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
27	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
28	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «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
29	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
30	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
31	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
32	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
33	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
34	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
35	Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
36	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «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
37	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
38	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
39	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
40	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
41	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	АО «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
42	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
43	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
44	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
45	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
46	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
47	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «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
48	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
49	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
50	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
51	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
52	Реконструкция ПС 110 кВ 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	АО «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
53	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
54	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
55	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
56	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «Догма вода»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
57	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	АО «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
58	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
59	Реконструкция ПС 110 кВ Крымская ПТФ с заменой трансформаторов 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	АО «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
60	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
61	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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 Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «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
			110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
63	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «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
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
64	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	АО «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
65	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
66	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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
67	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 16 МВА каждый	АО «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
68	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
69	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
70	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40		–	–	–	–	80	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
71	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
72	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
73	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
74	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	АО «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
75	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
		АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	
76	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/6-6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «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 потребителя ООО «Концессии водоснабжения – Геленджик»
77	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	АО «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
78	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	АО «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
79	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
80	Реконструкция ПС 110 кВ Афипская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
81	Реконструкция ПС 110 кВ Военгородок с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
82	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
83	Реконструкция ПС 110 кВ Нововеличковская с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
84	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
85	Реконструкция ПС 110 кВ Старонижестеблиевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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
86	Реконструкция ПС 110 кВ Газоаппарат 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
87	Реконструкция ПС 110 кВ Челбасская 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
88	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой пятого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и реконструкцией ОРУ 35-110 кВ	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
89	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I, II цепи ориентировочной протяженностью 16,5 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
90	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская III цепь ориентировочной протяженностью 7,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	7,5	–	–	–	–	–	–	7,5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
91	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с установкой четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	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
92	Реконструкция ПС 110 кВ Ангарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
93	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АВТОРЕМСТРОЙ ЮГ»
94	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
95	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кирилловская – Южная с отпайками I, II цепи с увеличением пропускной способности на участке от места отпаек на ПС 110 кВ ДСК до ПС 110 кВ Южная	АО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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

В таблице 42 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 42 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
1	Строительство РУ 110 кВ Ударной ТЭС с двумя блочными трансформаторами 110/10,5 кВ мощностью 160 МВА и 80 МВА	110	МВА	–	–	–	–	160 80	–	–	240	Территория Ударной ТЭС	ООО «ВО «Технопром-экспорт»	170
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Никитинская – Варениковская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Никитинская и ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Варениковская	110	км	–	–	–	–	2×5	–	–	10			
3	Строительство участка ВЛ 110 кВ от Ударной ТЭС до ВЛ 110 кВ Крымская – Казачья ориентировочной протяженностью 6 км с образованием ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Крымская с отпайкой на ПС 110 кВ Казачья	110	км	–	–	–	–	6	–	–	6			
4	Расширение РУ 110 кВ Ударной ТЭС с установкой двух блочных трансформаторов 110/10,5 кВ мощностью 160 МВА и 80 МВА	110	МВА	–	–	–	–	–	160 80	–	240	Территория Ударной ТЭС	ООО «ВО «Технопром-экспорт»	170

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ханьковская – Коржевская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 18 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Ханьковская и ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Коржевская	110	км	–	–	–	–	–	2×18	–	36			
6	Строительство ВЛ 110 кВ Ударная ТЭС – Варениковская № 2 ориентировочной протяженностью 20 км	110	км	–	–	–	–	–	20	–	20			
7	Расширение РУ 220 кВ Ударной ТЭС с установкой одного блочного трансформатора 220/15,75 кВ мощностью 250 МВА и одного блочного трансформатора 220/10,5 кВ мощностью 125 МВА	220	МВА	–	–	–	–	–	250 125	–	375	Территория Ударной ТЭС	ООО «ВО «Технопром-экспорт»	250
8	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кубанская – Славянская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 32 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская № 2 и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Кубанская	220	км	–	–	–	–	–	2×32	—	64			
9	Реконструкция Джубгинской ТЭС с установкой двух блочных трансформаторов 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	110	МВА	–	–	–	–	–	2×125	–	250	Территория Джубгинской ТЭС	АО «Интер РАО – Электро-генерация»	160

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Архипо-Осиповка – Береговая ориентировочной протяженностью 20,02 км с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	–	–	20,02	–	20,02			
11	Реконструкция ПС 110 кВ Архипо-Осиповка и ПС 110 кВ Береговая с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Архипо-Осиповка – Береговая с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	–	–	x	–	x			
12	Реконструкция ПС 220 кВ Шепси с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Шепси – Магри с увеличением пропускной способности	110	x	–	–	–	–	–	x	–	x			
13	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС – Дагомыс ориентировочной протяженностью 17,48 км с увеличением пропускной способности	220	км	–	–	–	–	–	17,48	–	17,48	Территория Сочинской ТЭС	АО «Интер РАО – Электро-генерация»	480
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Сочинская ТЭС – Сочи I, II цепь ориентировочной протяженностью 3,782 км и 3,9 км с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	–	–	3,782 3,9	–	7,682			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
15	Реконструкция КВЛ 110 кВ Сочинская ТЭС – Альпийская ориентировочной протяженностью 1,08 км с увеличением пропускной способности	110	км	–	–	–	–	–	1,08	–	1,08			
16	Реконструкция Сочинской ТЭС, ПС 110 кВ Сочи, ПС 110 кВ Альпийская с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Сочинская ТЭС – Сочи I, II цепь, КВЛ 110 кВ Сочинская ТЭС – Альпийская с увеличением пропускной способности	220 110	х	–	–	–	–	–	х	–	х			
17	Строительство РУ 220 кВ на ТЭС Кубанская	220	х	–	–	–	–	х	–	–	х	ТЭС в Динском районе Краснодарского края (Кубанская ТЭС)	ООО «Газпром энерго-холдинг»	470
18	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь на РУ 220 кВ ТЭС Кубанская ориентировочной протяженностью 10 км с образованием ВЛ 220 кВ Кубанская ТЭС – Восточная промзона и ВЛ 220 кВ Кубанская ТЭС – Витаминкомбинат № 1	220	км	–	–	–	–	2×10	–	–	20			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
19	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – НПС-7 на РУ 220 кВ ТЭС Кубанская ориентировочной протяженностью 8 км с образованием ВЛ 220 кВ Кубанская ТЭС – НПС-7 и ВЛ 220 кВ Кубанская ТЭС – Витаминкомбинат № 2	220	км	–	–	–	–	2×8	–	–	16			
20	Строительство КВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Лорис ориентировочной протяженностью 12 км	220	км	–	–	–	12	–	–	–	12	Территория Краснодарской ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	150
21	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА	220	МВА	–	–	–	1×200	–	–	–	200			

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 [6].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2025 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [6], 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 [7]).

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

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2025 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 [8], п. 381, (таблица 43).

Таблица 43 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы		
			2023	2024	2025
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2024	109,1	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.04.2025	–	108,1	107,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Военгородок

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 %.

Таблица 44 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Военгородок

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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.			
						110 кВ	10 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (установка на ПС 110 кВ Военгородок третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА)									
Установка на ПС 110 кВ Военгородок третьего трансформатора 110/10/10 кВ 16 МВА	–	–	–	110/10/10	1×16	–	–	–	234,79
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Военгородок на одну ячейку	–	–	–	–	–	110-5АН / 1	1	1	
Итого по варианту № 1									234,79
Вариант № 2 (замена на ПС 110 кВ Военгородок Т-1 и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый)									
Замена на ПС 110 кВ Военгородок Т-1 и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	–	–	–	110/10/10	2×63	–	–	–	445,34
Итого по варианту № 2									445,34

Таблица 45 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	234,79	445,34
То же в процентах	*100 %*	*190 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	277,05	497,34
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	334,43	622,48
То же в процентах	*100 %*	*186 %*

Таблица 46 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Военгородок в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*234,79*	78,26	78,26	78,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	234,79	78,26	78,26	78,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*277,05*	0,00	0,00	0,00	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	277,05	0,00	0,00	0,00	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*511,84*	78,26	78,26	78,26	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85
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.	*334,43*	78,26	72,47	67,10	11,00	10,18	9,43	8,73	8,08	7,48	6,93	6,42	5,94	5,50	5,09	4,72	4,37	4,04	3,74	3,47	3,21	2,97	2,75	2,55

Таблица 47 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Военгородок в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*445,34*	148,45	148,45	148,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	445,34	148,45	148,45	148,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*497,34*	0,00	0,00	0,00	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	497,34	0,00	0,00	0,00	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*942,68*	148,45	148,45	148,45	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87
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.	*622,48*	148,45	137,45	127,27	19,74	18,28	16,92	15,67	14,51	13,43	12,44	11,52	10,67	9,88	9,14	8,47	7,84	7,26	6,72	6,22	5,76	5,34	4,94	4,57

Как видно из таблицы 45, наиболее экономичным вариантом реконструкции ПС 110 кВ Военгородок 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.

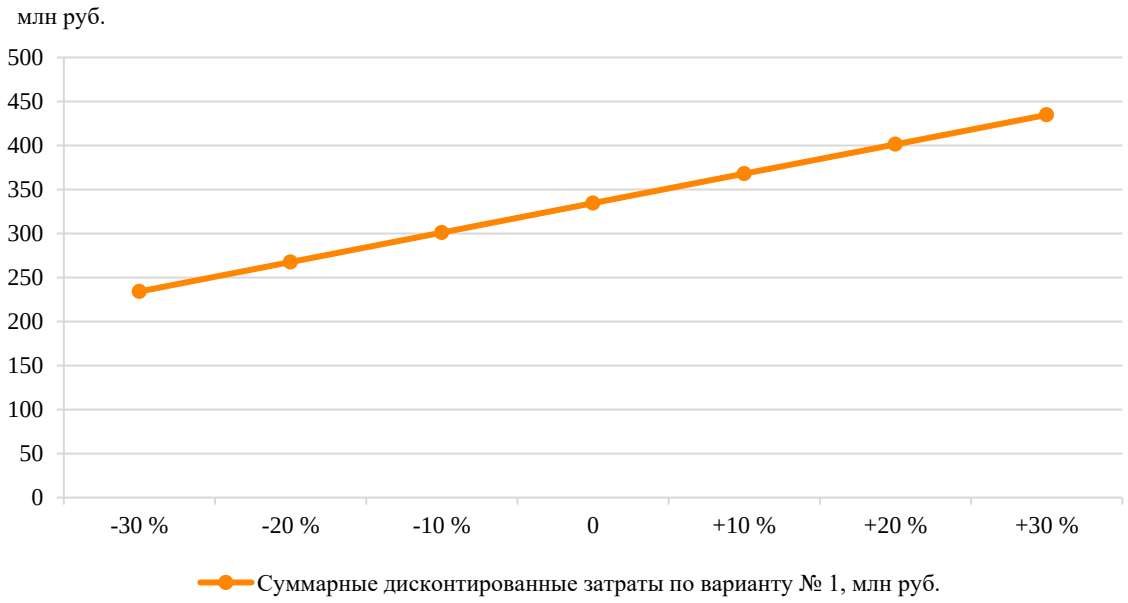
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

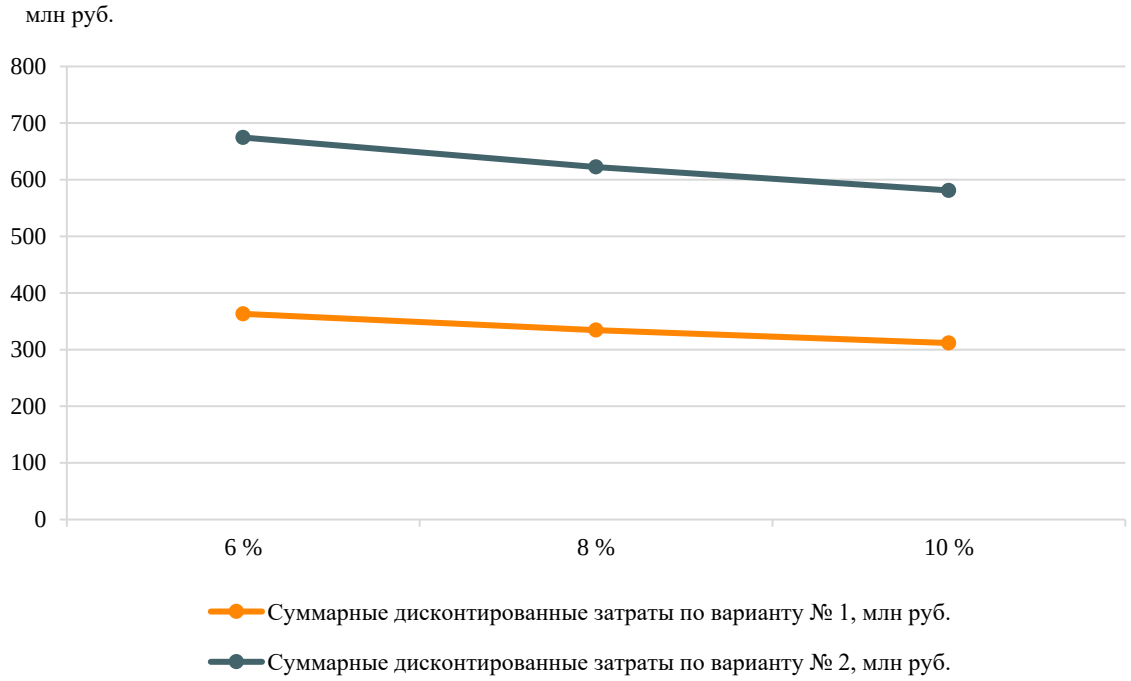
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 12.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	234	268	301	334	368	401	435

Рисунок 12 – 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 13.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	363	334	312
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	674	622	581

Рисунок 13 – 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 43 %;

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 86 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 86 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Военгородок сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции ПС 110 кВ Лорис

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 %.

Таблица 48 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции ПС 110 кВ Лорис

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (установка на ПС 110 кВ Лорис четвертого трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА)									
Установка на ПС 110 кВ Лорис четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/35/10	1×40	–	–	–	348,84
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Лорис на одну ячейку	–	–	–	–	–	110-13Н / 1	1	1	
Итого по варианту № 1									348,84
Вариант № 2 (замена на ПС 110 кВ Лорис Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА и один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА)									
Замена на ПС 110 кВ Лорис существующего трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА и существующего трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/35/10	1×63 1×40	–	–	–	443,31
Итого по варианту № 2									443,31

Таблица 49 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	348,84	443,31
То же в процентах	*100 %*	*127 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	411,63	492,92
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	496,88	618,74
То же в процентах	*100 %*	*125 %*

Таблица 50 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Лорис в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*348,84*	116,28	116,28	116,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	348,84	116,28	116,28	116,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*411,63*	0,00	0,00	0,00	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	411,63	0,00	0,00	0,00	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*760,47*	116,28	116,28	116,28	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58	20,58
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.	*496,88*	116,28	107,67	99,69	16,34	15,13	14,01	12,97	12,01	11,12	10,30	9,53	8,83	8,17	7,57	7,01	6,49	6,01	5,56	5,15	4,77	4,42	4,09	3,79

Таблица 51 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Лорис в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*443,31*	147,77	147,77	147,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	443,31	147,77	147,77	147,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*492,92*	0,00	0,00	0,00	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65
в том числе:	–																							
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	492,92	0,00	0,00	0,00	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*936,23*	147,77	147,77	147,77	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65	24,65
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.	*618,74*	147,77	136,82	126,69	19,56	18,12	16,77	15,53	14,38	13,32	12,33	11,42	10,57	9,79	9,06	8,39	7,77	7,19	6,66	6,17	5,71	5,29	4,90	4,53

Как видно из таблицы 49, наиболее экономичным вариантом реконструкции ПС 110 кВ Лорис 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.

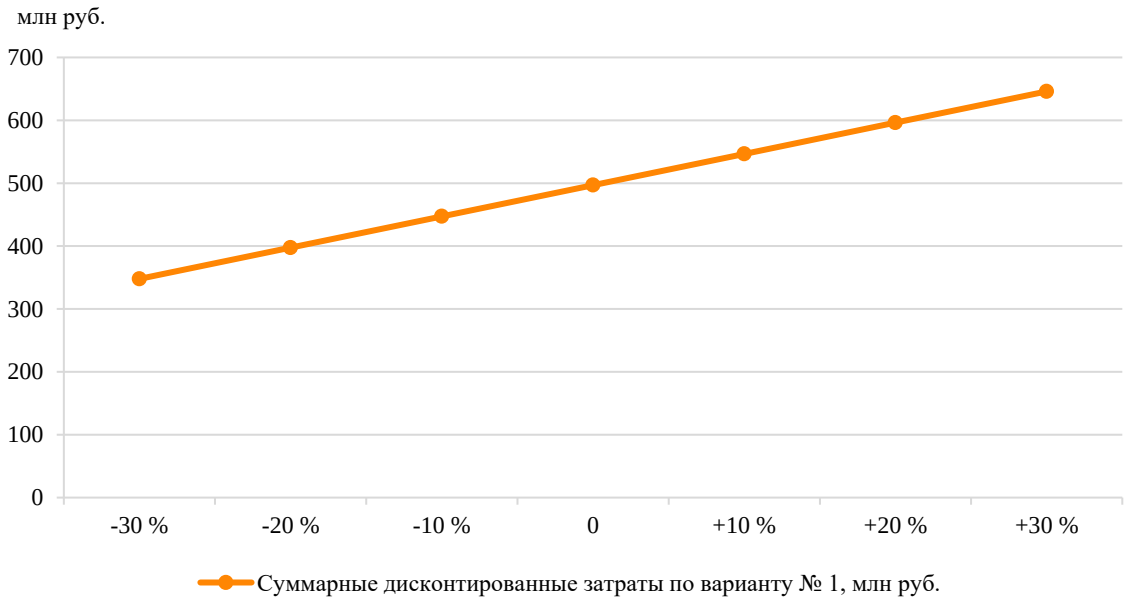
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

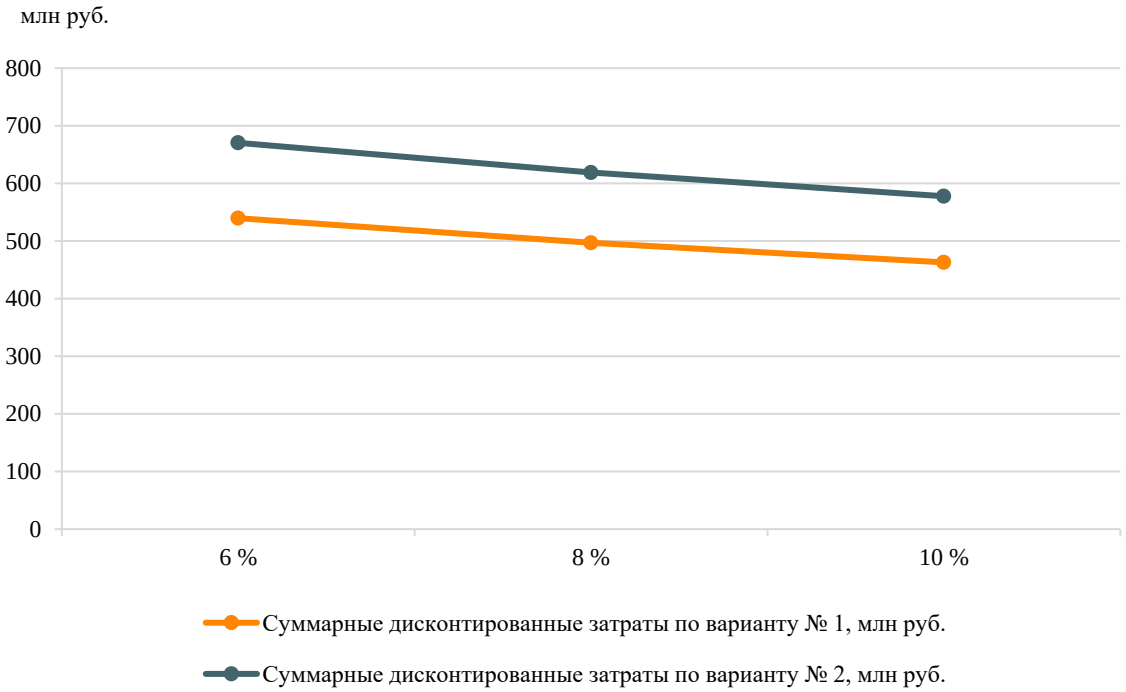
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 14.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	348	398	447	497	547	596	646

Рисунок 14 – 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 15.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	540	497	463
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	670	619	578

Рисунок 15 – 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 13 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 1 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными;

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 24 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 25 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции ПС 110 кВ Лорис сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 10 %.

5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 52 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская с увеличением пропускной способности	110	1×1×23,27	АС-185	–	–	–	–	–	61,25
Итого по варианту № 1									61,25
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с установкой БСК мощностью не менее 18 Мвар	–	–	–	110	1×18	–	–	–	151,03
Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения БСК	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 4Н/1 $I_{дл}$ = 200 А	–	
Итого по варианту № 2									151,03

Таблица 53 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	61,25	151,03
То же в процентах	*100 %*	*247 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	8,95	160,39
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	65,64	211,71
То же в процентах	*100 %*	*323 %*

Таблица 54 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*61,25*	61,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	61,25	61,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*8,95*	0,00	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
в том числе:	–																					
ВЛ	8,95	0,00	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*70,20*	61,25	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*65,64*	61,25	0,41	0,38	0,36	0,33	0,30	0,28	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10

Таблица 55 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*151,03*	50,34	50,34	50,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	151,03	50,34	50,34	50,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																						
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*160,39*	0,00	0,00	0,00	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
в том числе:	–																					
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	160,39	0,00	0,00	0,00	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*311,42*	50,34	50,34	50,34	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*211,71*	50,34	46,61	43,16	7,07	6,55	6,06	5,62	5,20	4,81	4,46	4,13	3,82	3,54	3,28	3,03	2,81	2,60	2,41	2,23	2,06	1,91

Как видно из таблицы 53, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона 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.

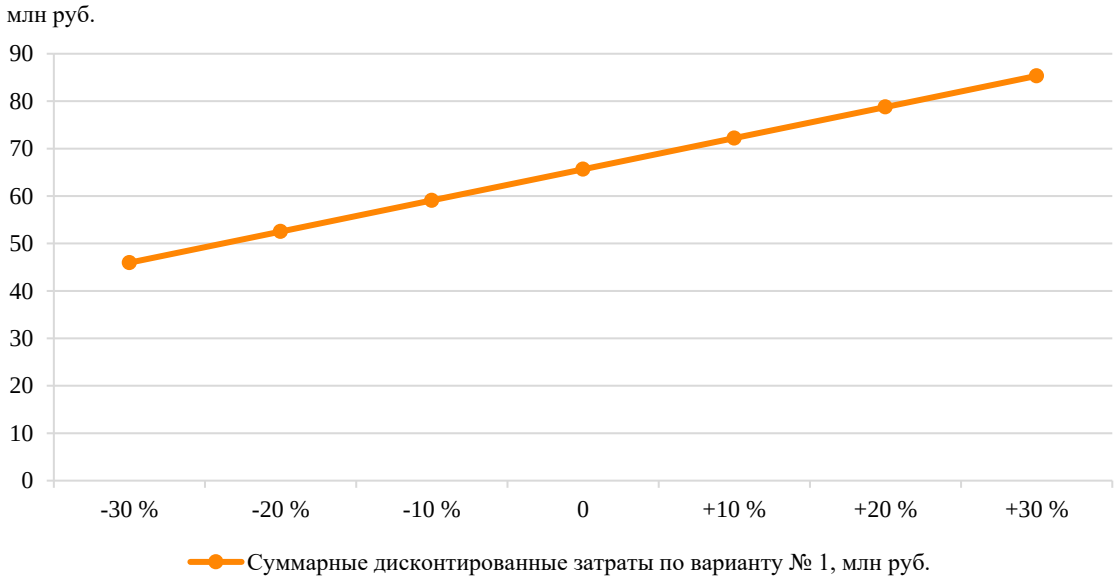
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

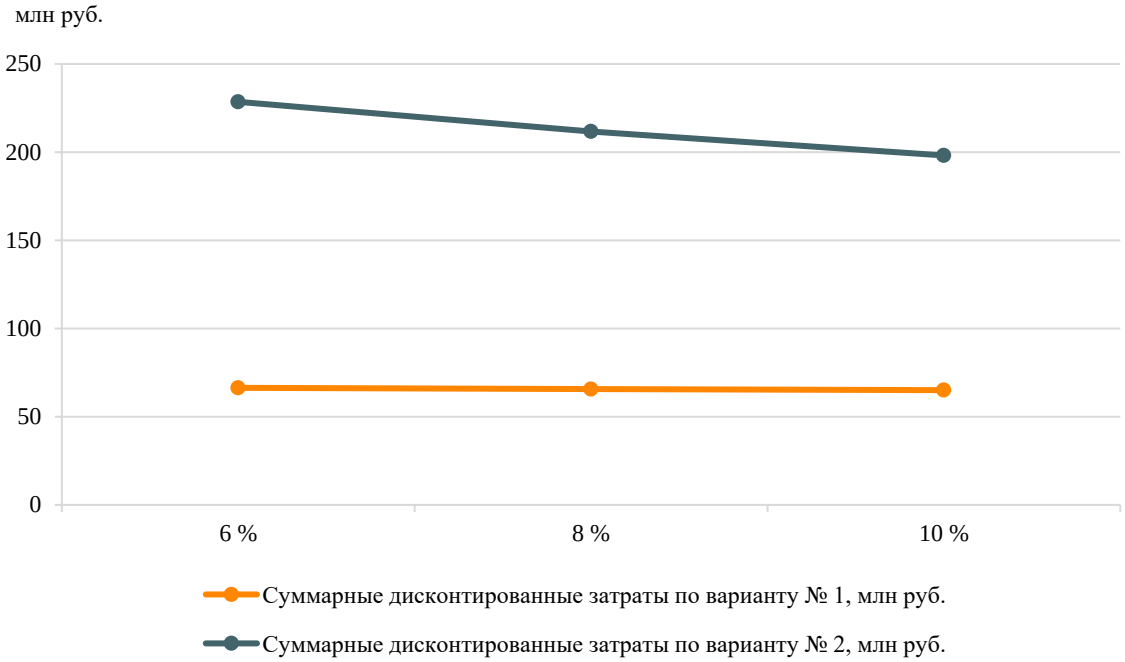
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 16.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	46	53	59	66	72	79	85

Рисунок 16 – 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 17.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	66	66	65
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	229	212	198

Рисунок 17 – 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 148 %;

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 244 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 205 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Лабинского энергорайона сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.4 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская)

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 56 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	110	1×1×5,4	АС-240	–	–	–	–	–	152,02
Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	110	1×1×0,05	АС-240	–	–	–	–	–	2,95
Итого по варианту № 1									154,97
Вариант № 2									
Строительство ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская №2 ориентировочной протяженностью 5,4 км	110	1×1×5,4	АС-150	–	–	–	–	–	144,43
Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская №2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 13/1 $I_{дд}$ = 1000 А	–	82,89
Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская №2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 5Н/1 $I_{дд}$ = 1000 А	–	82,89
Итого по варианту № 2									310,21

Таблица 57 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	154,97	310,21
То же в процентах	*100 %*	*200 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	24,64	218,74
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	153,93	379,86
То же в процентах	*100 %*	*247 %*

Таблица 58 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*154,97*	50,67	50,67	53,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	152,02	50,67	50,67	50,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	2,95	0,00	0,00	2,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*24,64*	0,00	0,00	0,00	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
в том числе:																								
ВЛ	21,93	0,00	0,00	0,00	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	2,71	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*179,61*	50,67	50,67	53,62	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
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.	*153,93*	50,67	46,92	45,97	0,98	0,91	0,84	0,78	0,72	0,67	0,62	0,57	0,53	0,49	0,45	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23

Таблица 59 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*310,21*	103,40	103,40	103,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	144,43	48,14	48,14	48,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	165,79	55,26	55,26	55,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*218,74*	0,00	0,00	0,00	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
в том числе:	–																							
ВЛ	23,11	0,00	0,00	0,00	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	195,63	0,00	0,00	0,00	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*528,95*	103,40	103,40	103,40	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
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.	*379,86*	103,40	95,74	88,65	8,68	8,04	7,44	6,89	6,38	5,91	5,47	5,07	4,69	4,34	4,02	3,72	3,45	3,19	2,96	2,74	2,53	2,35	2,17	2,01

Как видно из таблицы 57, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская) 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.

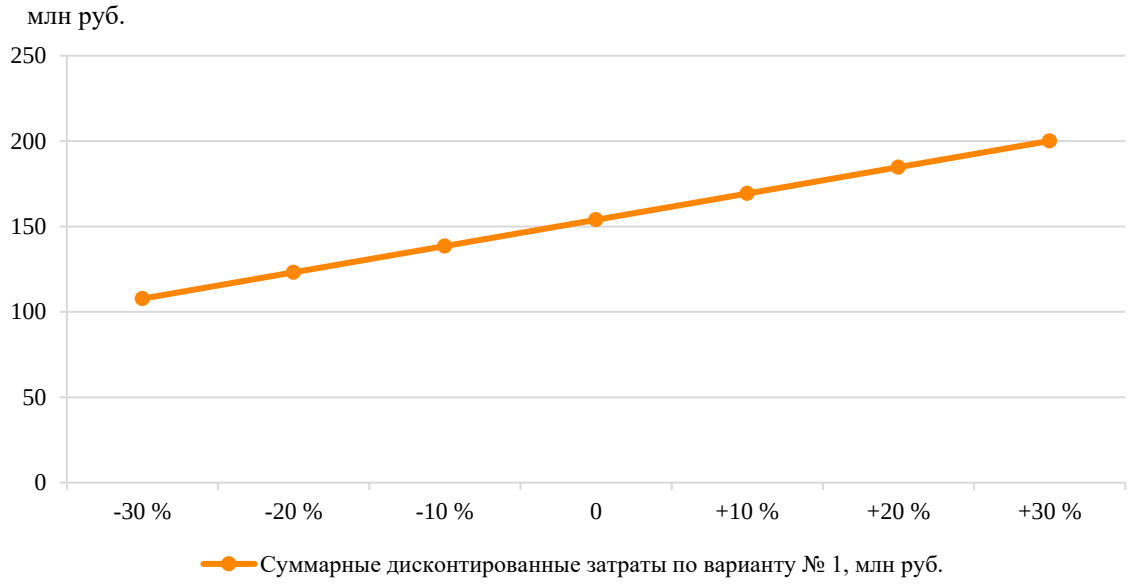
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

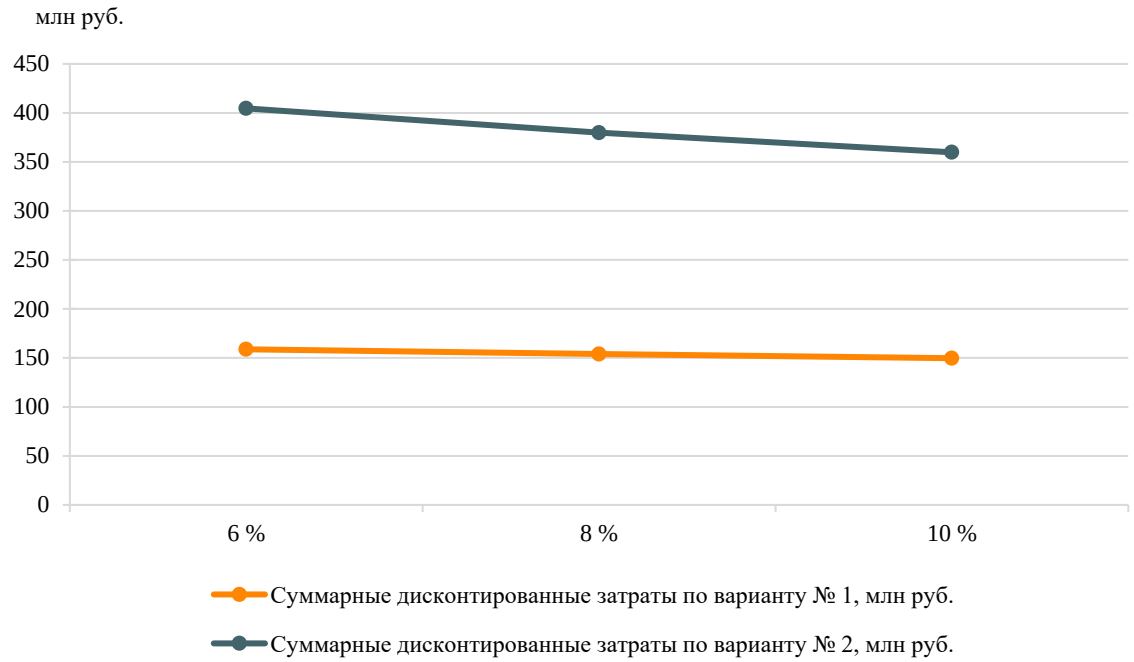
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 18.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	108	123	139	154	169	185	200

Рисунок 18 – 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 19.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	159	154	150
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	405	380	360

Рисунок 19 – 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 90 %;

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 155 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 140 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2049 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 60 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Строительство ВЛ 220 кВ Крыловская – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	220	1×1×90	АС-300	–	–	–	–	–	3608,81
Реконструкция ПС 220 кВ Крыловская со строительством двух линейных ячеек в РУ 220 кВ для подключения ВЛ 220 кВ Крыловская – Староминская	–	–	–	–	–	ОРУ 220-7 / 2 $I_{дл}$ = 1000 А	–	–	404,60
Реконструкция ПС 220 кВ Староминская со строительством двух линейных ячеек в РУ 220 кВ для подключения ВЛ 220 кВ Крыловская – Староминская	–	–	–	–	–	ОРУ 220-7 / 2 $I_{дл}$ = 1000 А	–	–	404,60
Итого по варианту № 1									4418,01
Вариант № 2									
Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	220	1×1×90	АС-300	–	–	–	–	–	3175,98
Реконструкция ПС 220 кВ Староминская со строительством двух линейных ячеек в РУ 220 кВ для подключения ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская	–	–	–	–	–	ОРУ 220-7 / 2 $I_{дл}$ = 1000 А	–	–	404,60
Итого по варианту № 2									3580,58

Таблица 61 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	4418,01	3580,58
То же в процентах	*123 %*	*100 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1370,43	906,33
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	4456,45	3540,76
То же в процентах	*126 %*	*100 %*

Таблица 62 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*4418,01*	902,20	1171,94	1171,94	1171,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	3608,81	902,20	902,20	902,20	902,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 220 кВ и выше	809,20	0,00	269,73	269,73	269,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																									
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 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.	*1370,43*	0,00	0,00	0,00	0,00	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52
в том числе:	–																								
ВЛ	577,41	0,00	0,00	0,00	0,00	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87	28,87
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	793,02	0,00	0,00	0,00	0,00	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65	39,65
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*5788,44*	902,20	1171,94	1171,94	1171,94	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52
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	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*4456,45*	902,20	1085,13	1004,75	930,32	50,37	46,63	43,18	39,98	37,02	34,28	31,74	29,39	27,21	25,20	23,33	21,60	20,00	18,52	17,15	15,88	14,70	13,61	12,60	11,67

Таблица 63 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Всего капитальных затрат, млн руб.	*3580,58*	793,49	928,36	928,36	930,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	3173,95	793,49	793,49	793,49	793,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 220 кВ и выше	406,63	0,00	134,87	134,87	136,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																									
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 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.	*906,33*	0,00	0,00	0,00	0,00	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32
в том числе:	–																								
ВЛ	507,83	0,00	0,00	0,00	0,00	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39	25,39
Электрооборудование и РУ 220 кВ и выше	398,50	0,00	0,00	0,00	0,00	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92	19,92
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*4486,92*	793,49	928,36	928,36	930,39	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32	45,32
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	0,17
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*3540,76*	793,49	859,59	795,91	738,57	33,31	30,84	28,56	26,44	24,48	22,67	20,99	19,44	18,00	16,66	15,43	14,29	13,23	12,25	11,34	10,50	9,72	9,00	8,34	7,72

Как видно из таблицы 61, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки Староминского энергоузла является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

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

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

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

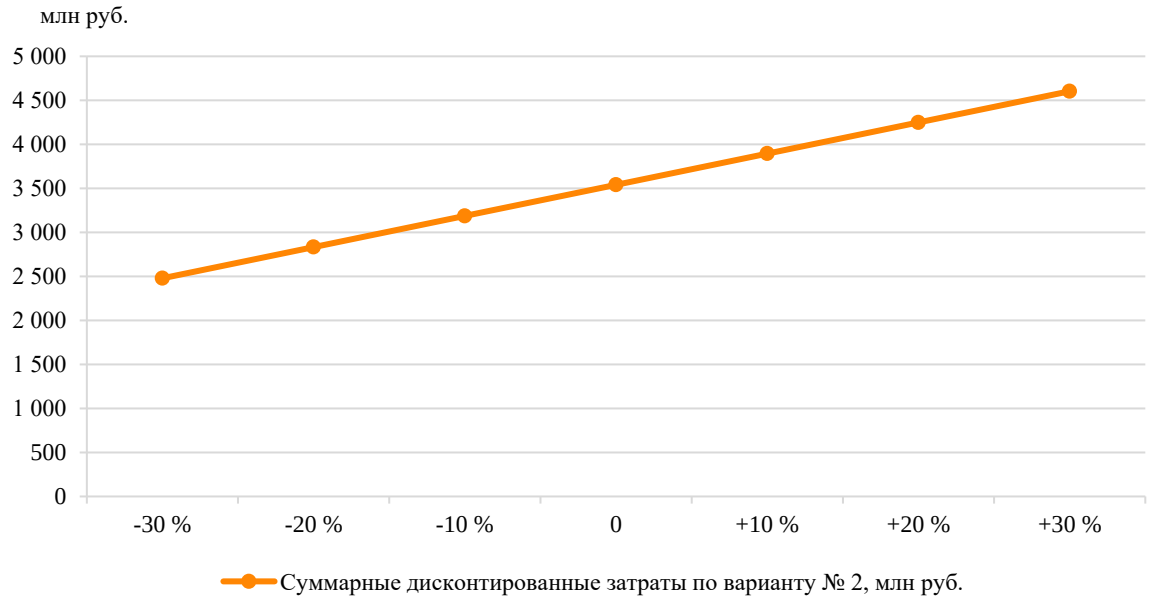
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

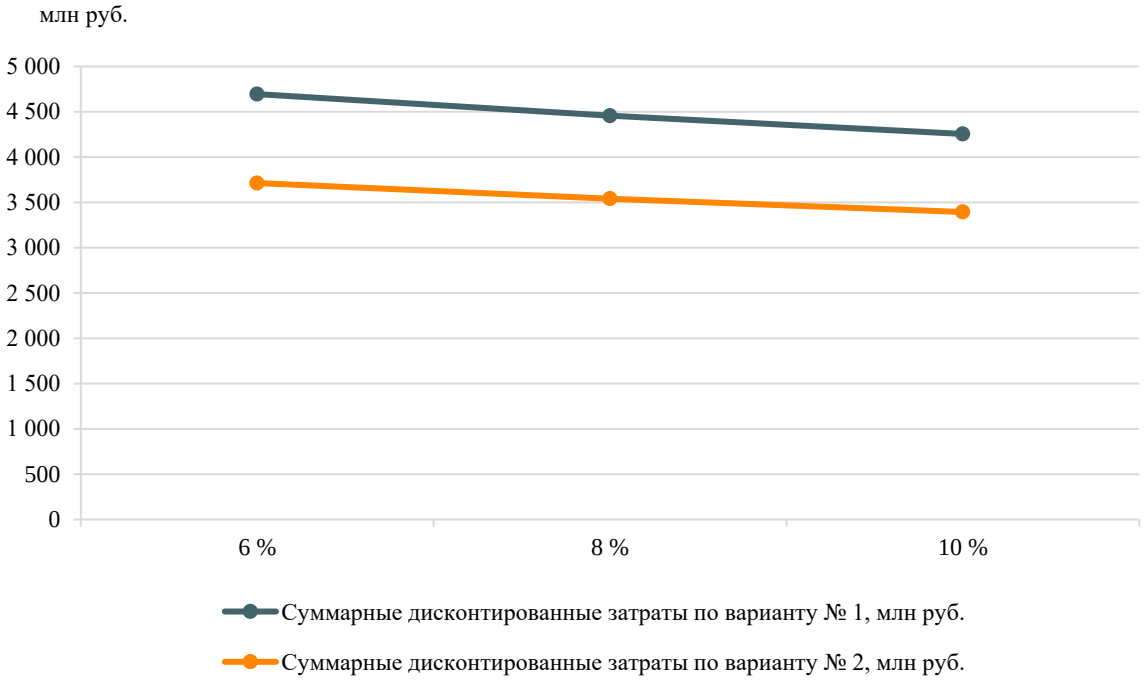
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 20.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	2479	2833	3187	3541	3895	4249	4603

Рисунок 20 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 21.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	4695	4456	4255
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	3713	3541	3394

Рисунок 21 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 10 % вариант остается наиболее экономичным. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 1 и вариантом № 2 составляет 14 %. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 26 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 25 %.

Таким образом, при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 10 % вариант остается наиболее экономичным. При увеличении капитальных затрат по варианту № 2 на 20 % варианты № 1 и № 2 становятся равноэкономичными.

5.6 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2043 годов, включающий в себя годы строительства и нормальной эксплуатации объектов.

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

– воздушные линии электропередачи – 0,8 %;

– кабельные линии электропередачи – 2,5 %;

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 64 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Вариант № 1									
Реконструкция ПС 35 кВ Калинино с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	–	–	–	35/10	2×25	–	–	–	292,35
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	1×25	–	–	–	310,24
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку	–	–	–	–	–	1	1	1	
Реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км	35	1×1×5,55	АПвПу2г 1×240 АС-150	–	–	–	–	–	111,27
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	35/6	1×25	–	–	–	146,17
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	185,21
Реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км	35	1×1×1,25	АПвПу2г 1×240 (ДДТН не менее 338 А)	–	–	–	–	–	24,64
Итого по варианту № 1									1069,89
Вариант № 2									
Реконструкция ПС 35 кВ Калинино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	2×25	2	2	2	859,54
Установка на ПС 110 кВ Калинино двух ячеек 110 кВ для подключения двух заходов КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона	–	–	–	–	–	2	–	–	
Строительство двух заходов КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона ориентировочной протяженностью 3 км	110	2×1×3	АС-150	–	–	–	–	–	150,89
Реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км	35	1×1×1,25	АПвПу2г 1×240 (ДДТН не менее 338 А)	–	–	–	–	–	24,64
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	35/6	1×25	–	–	–	146,17
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	185,21
Итого по варианту № 2									1366,46
Вариант № 3									
Реконструкция ПС 35 кВ Калинино с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	–	–	–	35/10	2×25	–	–	–	292,32
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и реконструкцией ОРУ 35–110 кВ	–	–	–	110/35/10	1×10	–	–	–	279,72
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку	–	–	–	–	–	1	1	1	
Реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км	35	1×1×5,55	АПвПу2г 1×240 АС-150	–	–	–	–	–	111,27
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	178,28
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	185,21
Строительство отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь до ПС 110 кВ Дальняя	110	1×1×3,36	АПвПу2г 1×185/50 АС-120	–	–	–	–	–	135,41

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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.			
						110 кВ	35 кВ	10 кВ	
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь	–	–	–	–	–	1	–	–	82,89
Итого по варианту № 3									1265,14
Вариант № 4									
Реконструкция ПС 35 кВ Калинино с установкой Т-3 мощностью 16 МВА	–	–	–	35/10	1×16	–	–	–	149,54
Расширение РУ 35 кВ и РУ 10 кВ ПС 35 кВ Калинино на одну ячейку	–	–	–	–	–	–	1	1	
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/35/10	1×25	–	–	–	310,24
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку	–	–	–	–	–	1	1	1	
Реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км	35	1×1×5,55	АПвПу2г 1×240 АС-150	–	–	–	–	–	111,27
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	35/6	1×25	–	–	–	146,17
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	185,21
Реконструкция КЛ 35 кВ Северная – Апрелевская с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 338 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 1,25 км	35	1×1×1,25	АПвПу2г 1×240 (ДДТН не менее 338 А)	–	–	–	–	–	24,64
Итого по варианту № 4									927,08
Вариант № 5									
Реконструкция ПС 35 кВ Калинино с установкой Т-3 мощностью 16 МВА	–	–	–	35/10	1×16	–	–	–	149,54
Расширение РУ 35 кВ Калинино на одну ячейку	–	–	–	–	–	–	1	1	
Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой Т-5 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	–	–	–	110/35/10	1×10	–	–	–	279,72
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 35 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку, РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная на одну ячейку	–	–	–	–	–	1	1	1	
Реконструкция КВЛ 35 кВ Витаминкомбинат – Калинино с увеличением пропускной способности с ДДТН не менее 366 А при ТНВ +35 °С ориентировочной протяженностью 5,55 км	35	1×1×5,55	АПвПу2г 1×240 АС-150	–	–	–	–	–	111,27
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	178,28
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	–	–	–	110/6	1×25	–	–	–	185,21
Строительство отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь до ПС 110 кВ Дальняя	110	1×1×3,36	АПвПу2г 1×185/50 АС-120	–	–	–	–	–	135,41
Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения отпайки КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Елизаветинская – Западная-2 с отпайкой на Тургеневская 2 цепь	–	–	–	–	–	1	–	–	82,89
Итого по варианту № 5									1122,33

Таблица 65 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	Вариант № 4	Вариант № 5
Капитальные затраты, млн руб.	1069,89	1366,46	1265,14	927,08	1122,33
То же в процентах	*115 %*	*147 %*	*136 %*	*100 %*	*121 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	850,09	1066,03	901,44	732,54	791,45
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	1392,64	1783,99	1503,07	1207,80	1333,74
То же в процентах	*115 %*	*148 %*	*124 %*	*100 %*	*110 %*

Таблица 66 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1069,89*	210,46	429,72	429,72	0,00	0,00	0,00	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	8,11	2,70	2,70	2,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	127,80	42,60	42,60	42,60	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	933,98	165,15	384,41	384,41	0,00	0,00	0,00	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*850,09*	0,00	0,00	0,00	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67
в том числе:	–																		
ВЛ	0,89	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
КЛ	46,46	0,00	0,00	0,00	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	802,74	0,00	0,00	0,00	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52	53,52
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1919,98*	210,46	429,72	429,72	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67	56,67
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1392,64*	210,46	397,89	368,41	44,99	41,66	38,57	35,71	33,07	30,62	28,35	26,25	24,31	22,51	20,84	19,29	17,87	16,54	15,32

Таблица 67 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1366,46*	406,76	479,85	479,85	0,00	0,00	0,00	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	150,89	50,30	50,30	50,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	24,64	8,21	8,21	8,21	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	1190,93	348,25	421,34	421,34	0,00	0,00	0,00	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*1066,03*	0,00	0,00	0,00	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07
в том числе:	–																		
ВЛ	18,11	0,00	0,00	0,00	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
КЛ	8,93	0,00	0,00	0,00	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	1038,99	0,00	0,00	0,00	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27	69,27
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*2432,50*	406,76	479,85	479,85	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07	71,07
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1783,99*	406,76	444,31	411,39	56,42	52,24	48,37	44,79	41,47	38,40	35,55	32,92	30,48	28,22	26,13	24,20	22,40	20,74	19,21

Таблица 68 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 3 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1265,14*	33,01	313,26	459,44	459,44	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
в том числе на новое строительство:	–																		
ВЛ	11,49	0,00	3,83	3,83	3,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	235,19	33,01	67,39	67,39	67,39	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	1018,46	0,00	242,04	388,21	388,21	0,00	0,00	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*901,44*	0,00	0,00	0,00	0,00	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39
в том числе:	–																		
ВЛ	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
КЛ	81,23	0,00	0,00	0,00	0,00	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80	5,80
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	819,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50	58,50
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*2166,59*	33,01	313,26	459,44	459,44	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39	64,39
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1503,07*	33,01	290,06	393,89	364,72	47,33	43,82	40,58	37,57	34,79	32,21	29,82	27,62	25,57	23,68	21,92	20,30	18,79	17,40

Таблица 69 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 4 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего капитальных затрат, млн руб.	*927,08*	210,46	358,31	358,31	0,00	0,00	0,00	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	8,11	2,70	2,70	2,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	127,80	42,60	42,60	42,60	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	791,16	165,15	313,01	313,01	0,00	0,00	0,00	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*732,54*	0,00	0,00	0,00	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84
в том числе:	–																		
ВЛ	0,89	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
КЛ	46,46	0,00	0,00	0,00	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	685,20	0,00	0,00	0,00	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68	45,68
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1659,62*	210,46	358,31	358,31	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84	48,84
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1207,80*	210,46	331,77	307,19	38,77	35,90	33,24	30,78	28,50	26,38	24,43	22,62	20,95	19,39	17,96	16,63	15,40	14,25	13,20

Таблица 70 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 5 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																		
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего капитальных затрат, млн руб.	*1122,33*	33,01	313,26	388,03	388,03	0,00	0,00	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	11,49	0,00	3,83	3,83	3,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КЛ	235,19	33,01	67,39	67,39	67,39	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	875,64	0,00	242,04	316,80	316,80	0,00	0,00	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 %
КЛ	–	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*791,45*	0,00	0,00	0,00	0,00	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53
в том числе:	–																		
ВЛ	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
КЛ	80,94	0,00	0,00	0,00	0,00	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	709,30	0,00	0,00	0,00	0,00	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66	50,66
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1913,78*	33,01	313,26	388,03	388,03	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53	56,53
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1333,74*	33,01	290,06	332,67	308,03	41,55	38,47	35,62	32,99	30,54	28,28	26,19	24,25	22,45	20,79	19,25	17,82	16,50	15,28

Как видно из таблицы 65, наиболее экономичным вариантом реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя является вариант № 4.

Вариант № 4 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.

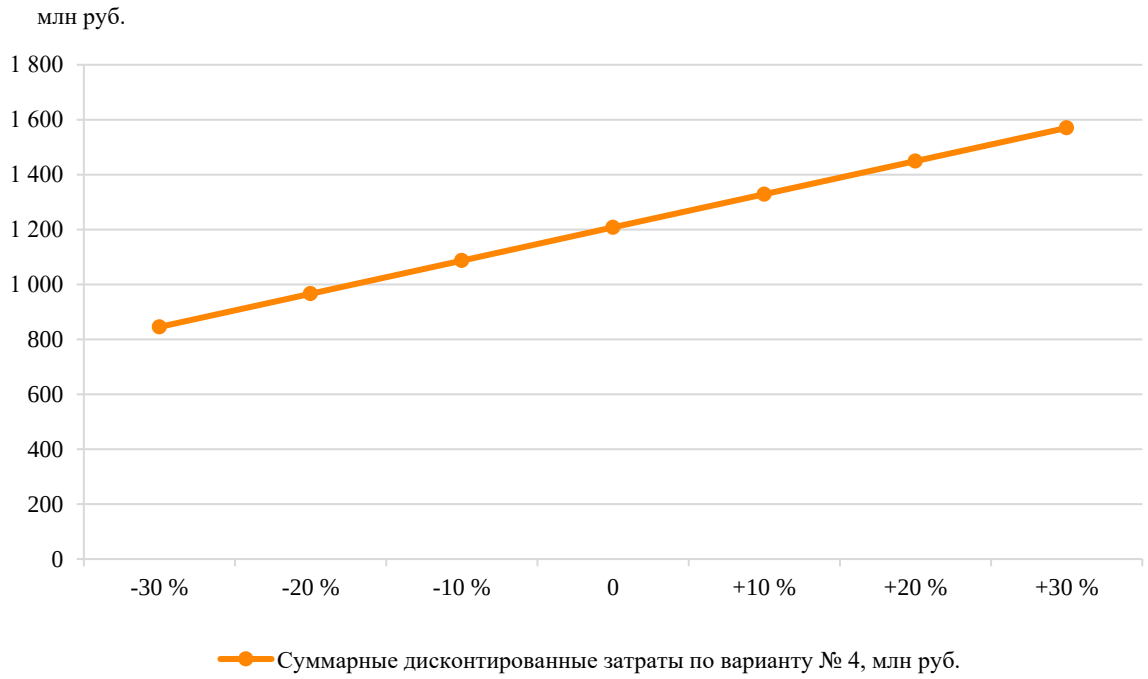
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 4;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

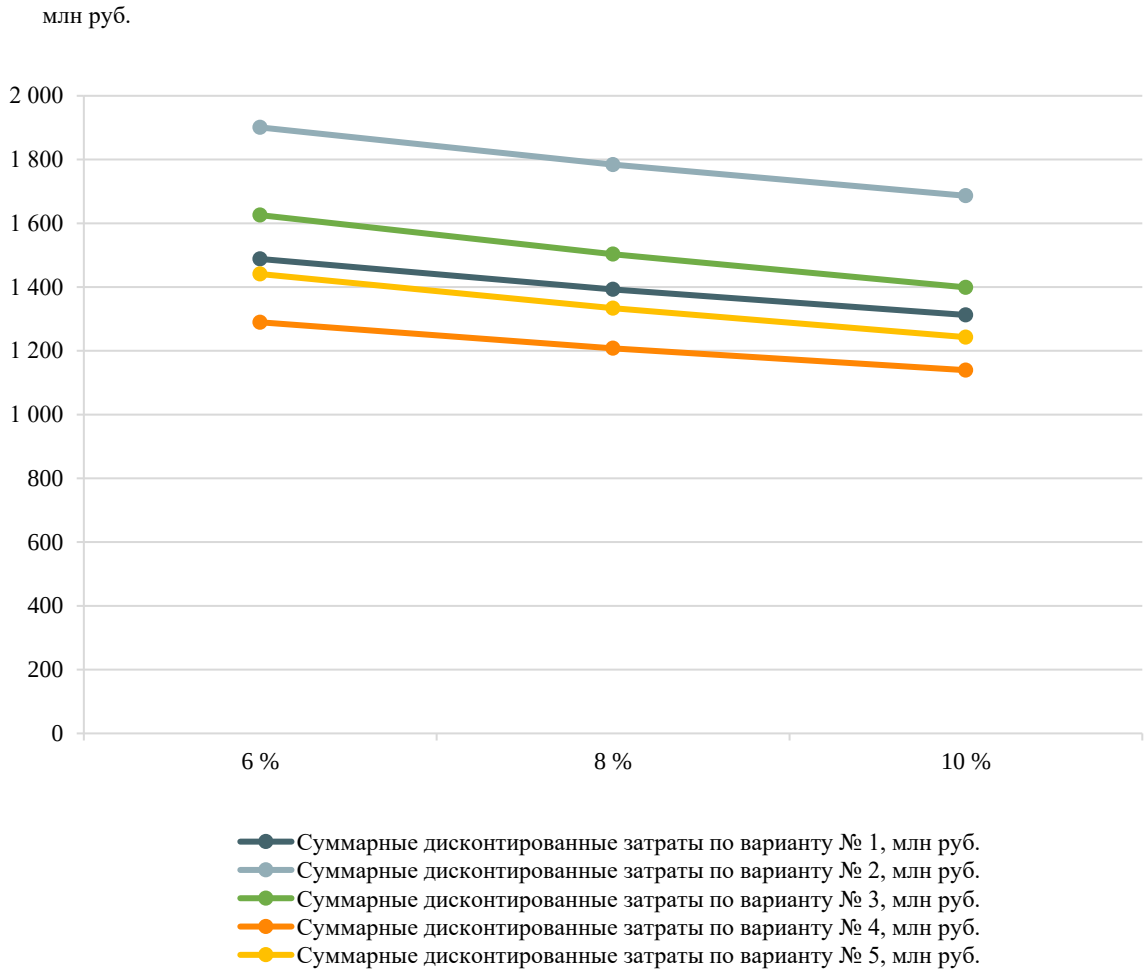
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 4 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 22.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 4, млн руб.	845	966	1087	1208	1329	1449	1570

Рисунок 22 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 4 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 23.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	1488	1393	1312
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1901	1784	1686
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 3, млн руб.	1626	1503	1399
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 4, млн руб.	1290	1208	1139
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 5, млн руб.	1441	1334	1243

Рисунок 23 – 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 № 4 на 10 % варианты № 1, № 4 и № 5 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по варианту № 4 на 20 % варианты № 3 и № 4 становятся равноэкономичными, вариант № 5 становится более экономичным, чем вариант № 4. При увеличении капитальных затрат по варианту № 4 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 4, вариант № 4 остается более экономичным, чем вариант № 2. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантом № 2 и вариантом № 4 составляет 14 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 4. При ставке

дисконтирования 6 % варианты № 1, № 2, № 3 и № 5 остаются более затратными по отношению к варианту № 4, разница составляет 15 %, 47 %, 26 % и 12 % соответственно. При ставке дисконтирования 10 % варианты № 1, № 2, № 3 и № 5 остаются также более затратными по отношению к варианту № 4, разница составляет 15 %, 48 %, 23 % и 9 % соответственно.

Таким образом, при увеличении капитальных затрат по рекомендуемому варианту № 4 реконструкции энергорайона ПС 110 кВ Северная – ПС 35 кВ Калинино – ПС 110 кВ Дальняя варианты № 1, № 4 и № 5 становятся равноэкономичными. При увеличении капитальных затрат по рекомендуемому варианту № 4 на 20 % варианты № 3 и № 4 становятся равноэкономичными, вариант № 5 становится более экономичным, чем вариант № 4. При увеличении капитальных затрат по рекомендуемому варианту № 4 на 30 % вариант № 1 становится более экономичным, чем вариант № 4.

5.7 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками)

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 71 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками с увеличением пропускной способности	110	1×1×17,1	АС-185	–	–	–	–	–	46,43
Итого по варианту № 1									46,43
Вариант № 2									
Строительство КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП №2 ориентировочной протяженностью 17,1 км	110	1×1×17,1	АС-150	–	–	–	–	–	454,96
Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП №2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 13/1 $I_{дл}$ = 1000 А	–	82,89
Реконструкция ПС 110 кВ РИП со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП №2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 5АН/1 $I_{дл}$ = 1000 А	–	82,89
Итого по варианту № 2									620,75

Таблица 72 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	46,43	620,75
То же в процентах	*100 %*	*1337 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	6,81	241,58
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	49,78	683,74
То же в процентах	*100 %*	*1374 %*

Таблица 73 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*46,43*	46,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	46,43	46,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*6,81*	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
в том числе:	–																					
ВЛ	6,81	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*53,24*	46,43	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*49,78*	46,43	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,07

Таблица 74 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*620,75*	206,92	206,92	206,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	454,96	151,65	151,65	151,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	165,79	55,26	55,26	55,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*241,58*	0,00	0,00	0,00	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42
в том числе:																						
ВЛ	65,51	0,00	0,00	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	176,06	0,00	0,00	0,00	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*862,32*	206,92	206,92	206,92	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42	13,42
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*683,74*	206,92	191,59	177,40	10,65	9,86	9,13	8,46	7,83	7,25	6,71	6,22	5,76	5,33	4,93	4,57	4,23	3,92	3,63	3,36	3,11	2,88

Как видно из таблицы 72, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками) 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.

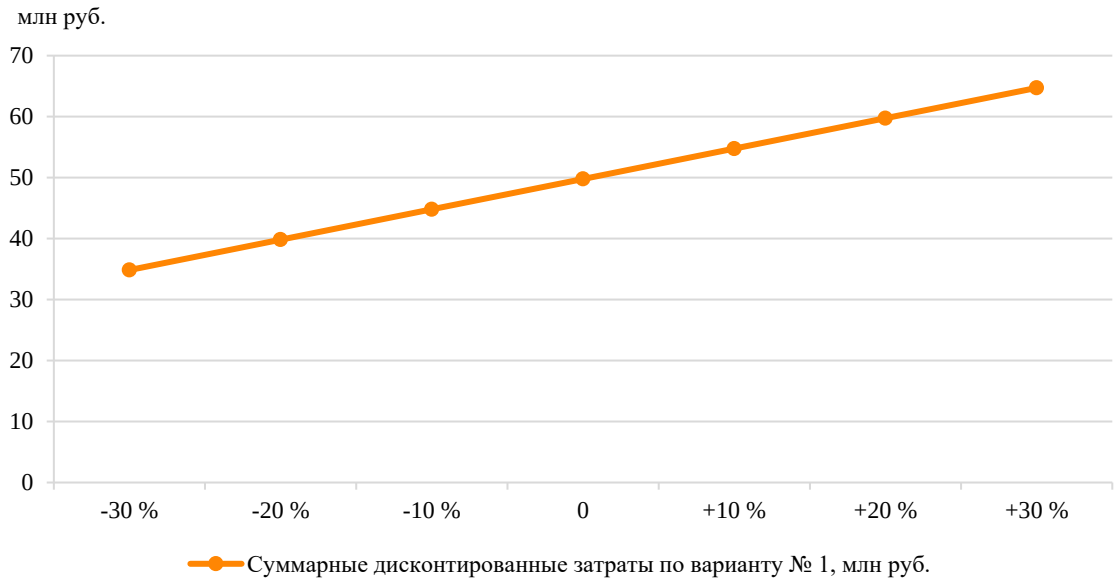
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

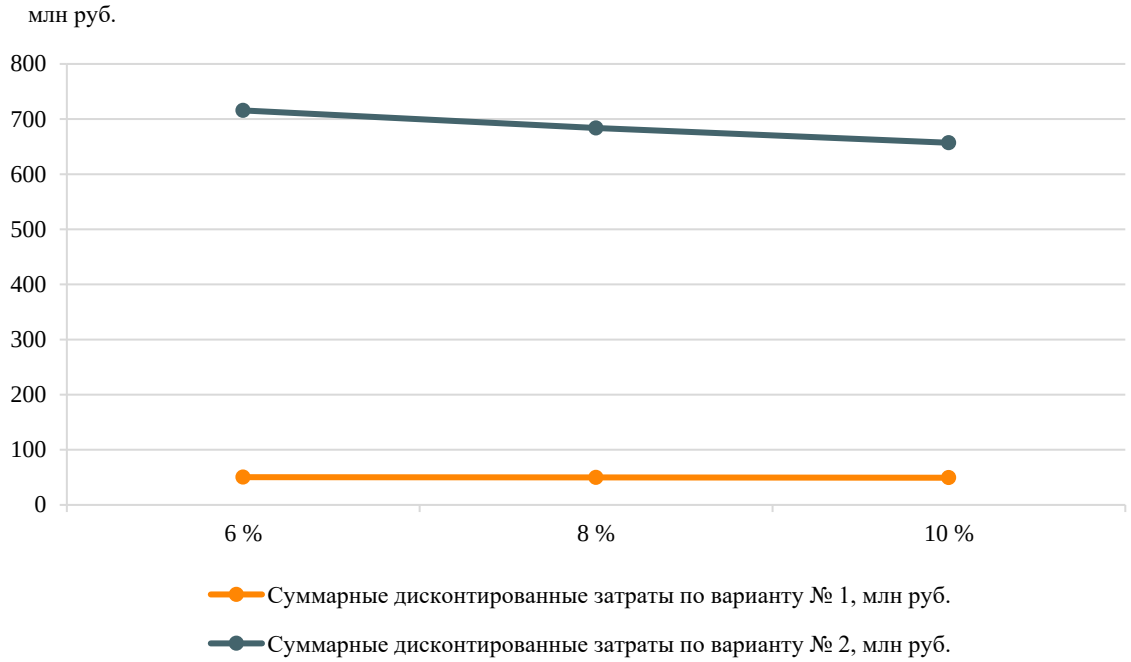
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 24.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	35	40	45	50	55	60	65

Рисунок 24 – 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 25.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	50	50	49
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	716	684	657

Рисунок 25 – 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 957 %;

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 1322 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 1232 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.8 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП)

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 75 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП)

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП с увеличением пропускной способности	110	1×1×1,7	АС-185	–	–	–	–	–	4,62
Итого по варианту № 1									4,62
Вариант № 2									
Строительство КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП № 2 ориентировочной протяженностью 7,3 км	110	1×1×7,3	АС-150	–	–	–	–	–	193,70
Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП № 2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 13/1 $I_{дл}$ = 1000 А	–	82,89
Реконструкция ПС 110 кВ РИП со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для подключения КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП №2	–	–	–	–	–	–	ОРУ № 110 – 5АН/1 $I_{дл}$ = 1000 А	–	82,89
Итого по варианту № 2									359,48

Таблица 76 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	4,62	359,48
То же в процентах	*100 %*	*7785 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	0,68	203,96
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	4,95	424,56
То же в процентах	*100 %*	*8577 %*

Таблица 77 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*4,62*	4,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	4,62	4,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*0,68*	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
в том числе:											–											
ВЛ	0,68	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*5,29*	4,62	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*4,95*	4,62	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Таблица 78 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП) в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																					
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Всего капитальных затрат, млн руб.	*359,48*	119,83	119,83	119,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	193,70	64,57	64,57	64,57	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
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	165,79	55,26	55,26	55,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*203,96*	0,00	0,00	0,00	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33
в том числе:	–																					
ВЛ	27,89	0,00	0,00	0,00	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	176,06	0,00	0,00	0,00	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78	9,78
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*563,44*	119,83	119,83	119,83	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33	11,33
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
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*424,56*	119,83	110,95	102,73	8,99	8,33	7,71	7,14	6,61	6,12	5,67	5,25	4,86	4,50	4,17	3,86	3,57	3,31	3,06	2,84	2,63	2,43

Как видно из таблицы 76, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП) 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.

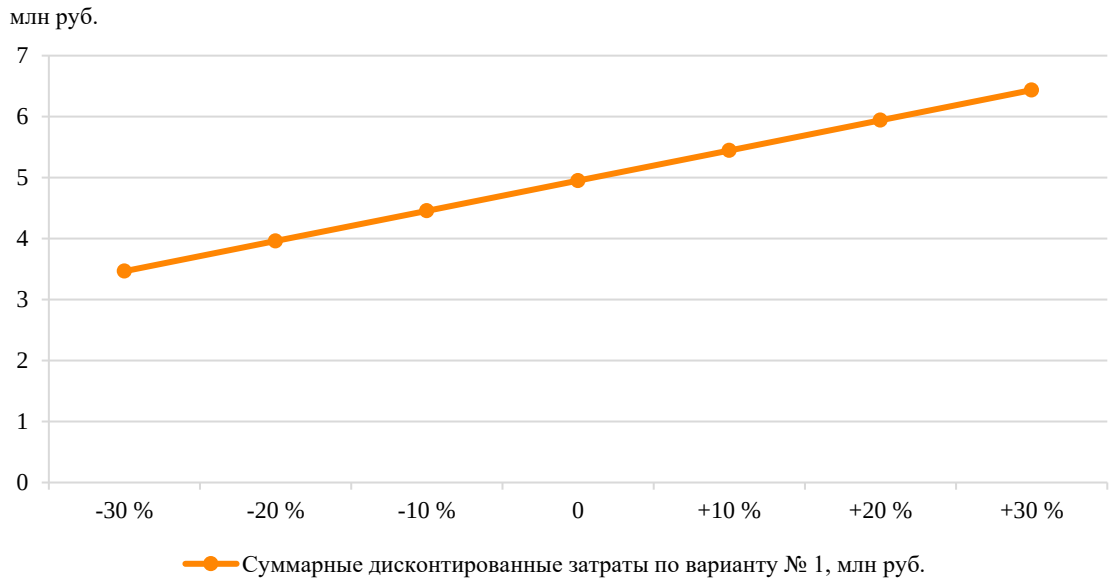
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

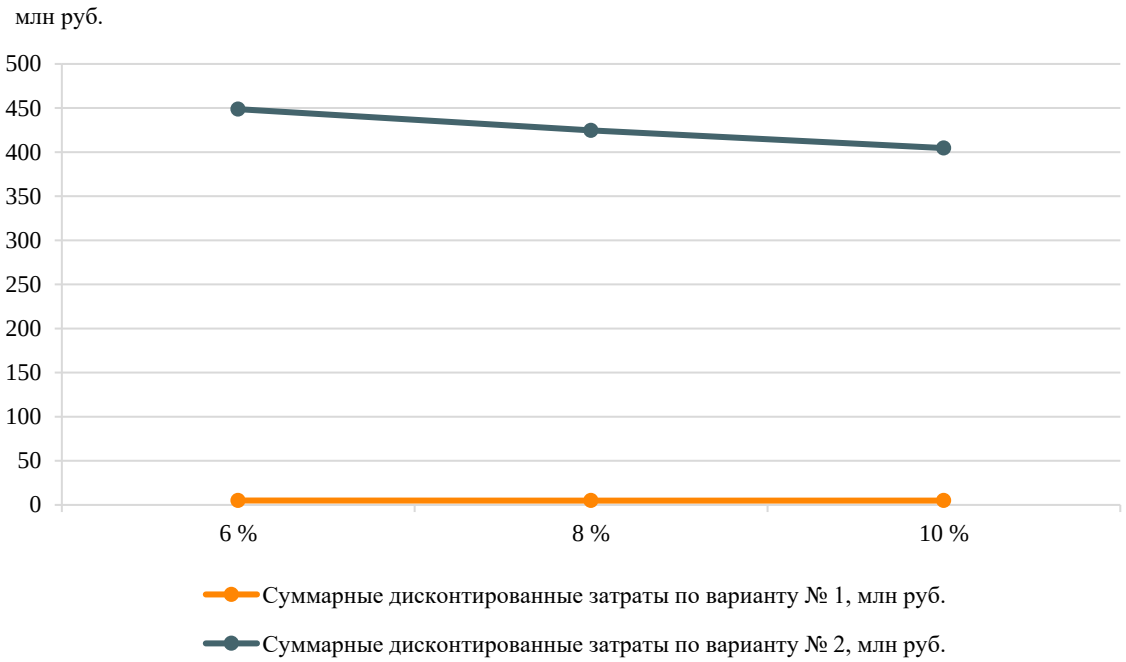
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 26.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3	4	4	5	5	6	6

Рисунок 26 – 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 27.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	5	5	5
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	449	425	405

Рисунок 27 – 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 6497 %;

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 8863 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 8147 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона (КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП) сохраняет свое экономическое преимущество при ухудшении исходных показателей на 30 %.

5.9 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая

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» [9].

Сравнение вариантов выполнено за период 2026–2048 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 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 79 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2025 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									
Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная	110	1×1×10,2	AACSRZ-251	–	–	–	–	–	294,84
Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово	110	1×1×1,6	AACSRZ-251	–	–	–	–	–	50,03
Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Джубга на одну ячейку	–	–	–	–	–	–	110-13Н, $I_{дд}$ = 1000А	–	82,89
Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажем ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская	110	–	–	–	–	–	–	–	0,13
Строительство участка ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка	110	1×1×8,0	АС-120	–	–	–	–	–	209,88
Итого по варианту № 1									637,77
Вариант № 2									
Реконструкция ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская, ошиновки ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская на ПС 110 кВ Новомихайловская, а также шин 110 кВ на ПС 110 кВ Новомихайловская с увеличением пропускной способности	110	1×1×2,2	АС-185	–	–	–	–	–	65,70
Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово с увеличением пропускной способности	110	1×1×18,2	AACSRZ-339	–	–	–	–	–	871,66
Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная с увеличением пропускной способности	110	1×1×4,7	АС-240	–	–	–	–	–	17,17
Реконструкция ВЛ 110 кВ Туапсе – Небуг, ошиновки ВЛ 110 кВ Туапсе – Небуг на ПС 110 кВ Небуг, а также шин 110 кВ на ПС 110 кВ Небуг с увеличением пропускной способности	110	1×1×20,2	АС-150	–	–	–	–	–	47,88
Итого по варианту № 2									1002,42

Таблица 80 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	637,77	1002,42
То же в процентах	*100 %*	*157 %*
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	186,59	153,65
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	670,22	989,79
То же в процентах	*100 %*	*148 %*

Таблица 81 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*637,77*	212,55	212,55	212,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	554,88	184,92	184,92	185,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	82,89	27,63	27,63	27,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*186,59*	0,00	0,00	0,00	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33
в том числе:	–																							
ВЛ	88,78	0,00	0,00	0,00	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	97,81	0,00	0,00	0,00	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89	4,89
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*824,36*	212,55	212,55	212,67	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33	9,33
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.	*670,22*	212,55	196,80	182,33	7,41	6,86	6,35	5,88	5,44	5,04	4,67	4,32	4,00	3,70	3,43	3,18	2,94	2,72	2,52	2,33	2,16	2,00	1,85	1,72

Таблица 82 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая в ценах 4 кв. 2025 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
		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.	*1002,42*	311,07	311,07	380,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:	–																							
ВЛ	998,27	311,07	311,07	376,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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 110 кВ и ниже	4,15	0,00	0,00	4,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации):																								
ВЛ	–	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	–	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	*153,65*	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
в том числе:	–																							
ВЛ	149,90	0,00	0,00	0,00	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49
Электрооборудование и РУ 110 кВ и ниже	3,75	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	*1156,06*	311,07	311,07	380,28	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
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.	*989,79*	311,07	288,03	326,03	6,10	5,65	5,23	4,84	4,48	4,15	3,84	3,56	3,29	3,05	2,82	2,62	2,42	2,24	2,08	1,92	1,78	1,65	1,53	1,41

Как видно из таблицы 80, наиболее экономичным вариантом реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая 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.

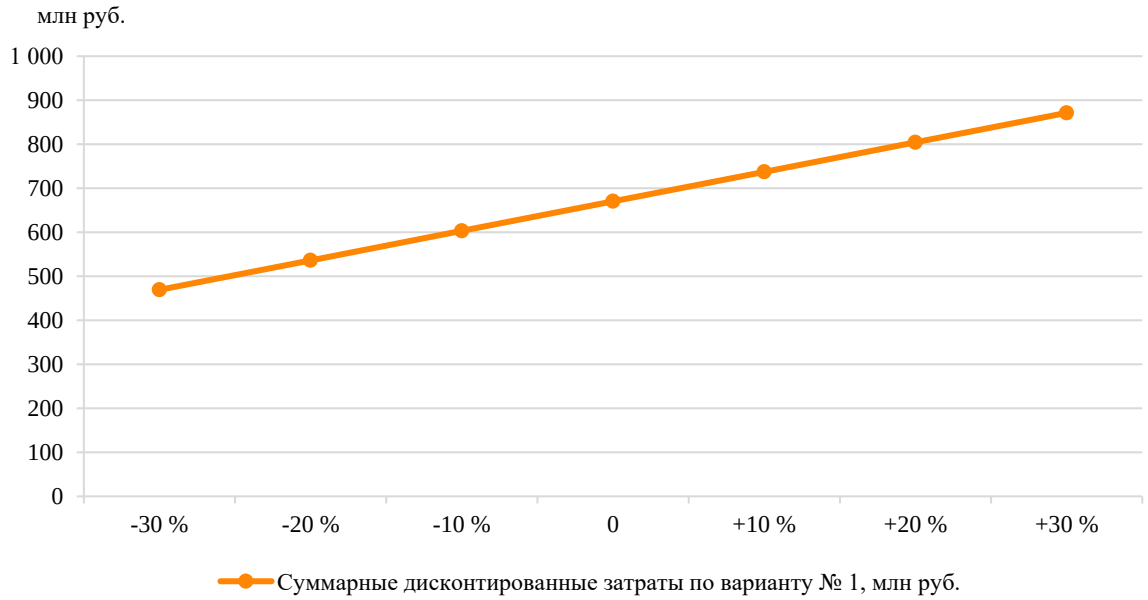
В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

– величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 1;

– величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

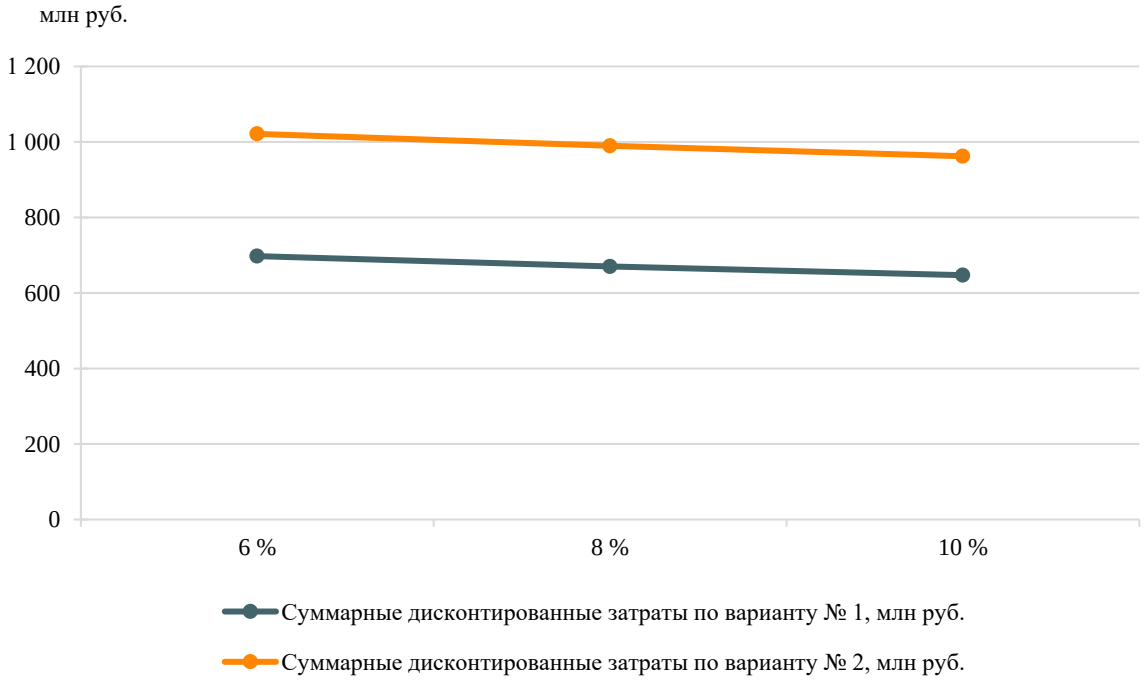
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 1 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 28.



Изменение показателя	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	469	536	603	670	737	804	871

Рисунок 28 – 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 29.



Ставка дисконтирования	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	698	670	647
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1021	990	962

Рисунок 29 – 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 14 %;

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 46 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 2 остается также более затратным по отношению к варианту № 1, разница составляет 49 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 1 реконструкции сети с целью исключения перегрузки транзита ВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово – Лазурная – Новомихайловская – Ольгинка – Небуг – Туапсе – Туапсе тяговая 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:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и 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 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 18.11.2024 № 17@ инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань», утвержденную приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 19@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.11.2023 № 5@;

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

5) данных, предоставленных АО «Россети Кубань» в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [10];

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [7]).

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

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Краснодарского края по годам представлены в таблице 83.

Таблица 83 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Краснодарского края (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	5966,78	41364,82	49449,44	50163,90	28138,92	1319,62	1802,18	178205,66

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 [11];

– 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 [12] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

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

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

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

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

– затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

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

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

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [13].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

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

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

– нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[2], для объектов электросетевого хозяйства – 25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

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

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

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 84.

Таблица 84 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

[2] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края от 29.11.2024 № 30/2024-э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Краснодарского края, Республики Адыгея и федеральной территории «Сириус» (в редакции от 13.12.2024) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации[3]. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

[3] Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России[4] не позднее даты утверждения последней актуальной инвестиционной (на момент разработки документа) программы.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 85.

Таблица 85 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

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

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

[4] Приказ ФАС от 30.09.2024 № 671/24.

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов представлены в таблице 86.

Таблица 86 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО рассматриваемых субъектов (в млн руб. без НДС)

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

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений,

предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 87 и на рисунке 30.

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

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

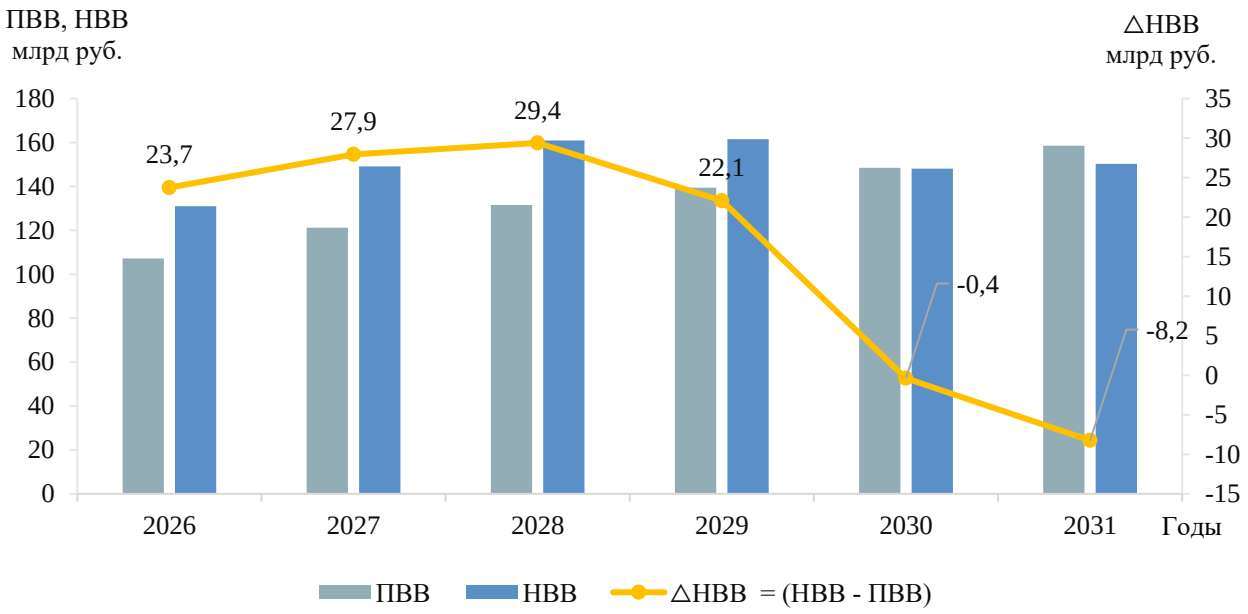


Рисунок 30 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 87, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

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

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 31.

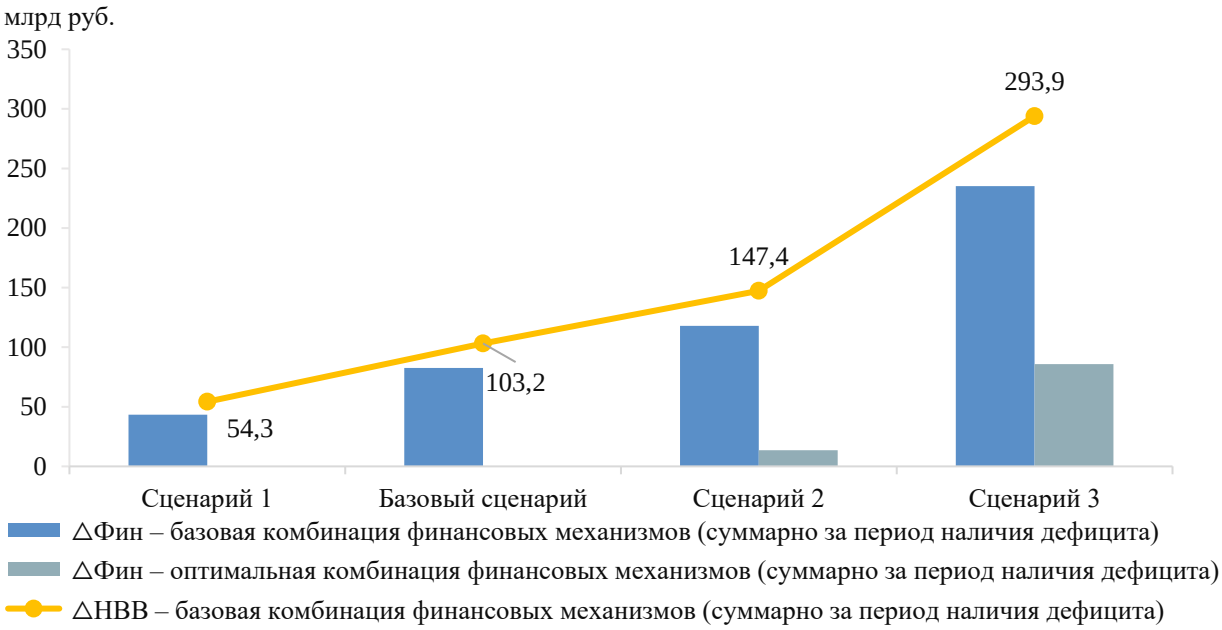


Рисунок 31 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 88.

Таблица 88 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

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

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

Как видно из рисунка 31, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 1 (таблица 88) за счет изменения финансовых механизмов. В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на территории 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 2031 году в объеме 37475 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,31 %.

Потребление мощности Краснодарского края к 2031 году прогнозируется на уровне 5631 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста – 0,43 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Краснодарского края в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6525–6655 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2031 году составит 5285,8 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1057,0534 км, трансформаторной мощности 5405,4 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_433519/ (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 29.08.2025).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности

объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 29.08.2025).

6. 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: 29.08.2025).

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

8. 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: 29.08.2025).

9. 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: 29.08.2025).

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Краснодарского края													
Белореченская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–									
		1	РО-45-В-265		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		3	РО-45-В-265		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	РО-115-В-123		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
		2	РО-115-В-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
		3	РО-115-В-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
		4	РО-115В-123		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
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	
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	ПТ-150/160-12,8		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	Т-145/160-130		145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2025 г.
		8	Т-145/160-130		145,0	145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2027 г.
		9	Т-145/160-130		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1025,0	1030,0	1030,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	
Электростанция на территории Краснодарской ТЭЦ				Газ									
		12	ПСУ						150,0	150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–					150,0	150,0	150,0	150,0	
ТЭЦ ЕвроХим-БМУ	ООО «ЕвроХим-Белореченские Минудобрения» г. Краснодар			Газ									
		1	ПТ-12/15-35/10м		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	
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	АР-6-5		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	
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									
		1	Т2-6-2		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	6,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ Каневского сахарного завода	ПАО «Каневскксахар»			Газ									
		1, 2	Т2-6-2		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	
ТЭЦ Кореновского сахарного завода	АО «Кореновскксахар»			Газ									
		1	Р-6-35/5м		6,0	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	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									
		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	6,0	
ТЭЦ Лабинского сахарного завода	ОАО «Сахарный завод Лабинский»			Газ									
		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	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	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	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	10,0	
ТЭЦ Павловского сахарного завода	ОАО «Павловский 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	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	12,0	
ТЭЦ Тимошевского сахарного завода	ООО «Тимашевский сахарный завод»			Газ									
		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	14,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ Успенского сахарного завода	ЗАО «Успенский сахарник»			Газ									
		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	18,0	
Приазовская ТЭЦ (Газотурбинная электростанция «МОТОР СИЧ ЭГ6000Т-Т10500-ЗВНМ1УХЛ1»)	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»			Газ									
		5	ГТЭС 6000		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 Усть-Лабинского сахарного завода	ЗАО «Сахарный завод «Свобода»			Газ									
		1	АР-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АП-6		5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	
ТЭЦ Гулькевичского сахарного завода	ОАО «Гиркубс»			Газ									
		1	Р-6-35/4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-35/4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГПУ ETW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
ТЭЦ Новопокровского сахарного завода	ОАО «Викор»			Газ									
		1	6Н 5464/2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Т-12-2УЗ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ «ЭНКА» (ТЭЦ КВЭП)	ЗАО «РАМО-М»			Газ									
		1	TCG2020V20		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	1,5	
		3	QSV91		1,5	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	2,0	
		5	TCG2020V21		2,0	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	9,0	
ТЭЦ Краснодарского масложиркомбината	ООО «МЭЗ Юг Руси» – филиал МЖК «Краснодарский»			Газ									
		1	Т-12-2УЗ		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»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		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	39,0	
		3	ПГУ		82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	
Электростанция на территории Сочинской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		4	ПГУ								480,0	480,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–							480,0	480,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭС в Динском районе Краснодарского края (Кубанская ТЭС)	ООО «Газпром энергохолдинг»			Газ									
		1	ПГУ							470,0	470,0	470,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–						470,0	470,0	470,0	
ГПЭС Кубаньжелдормаш	ЗАО «Кубаньжелдор-маш»			Газ									
		1	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
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	
		2	ГТЭ-009		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	
		2	CQNB1750		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	CQNB1750		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
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	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		3	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
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»			Керосин									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		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	
		2	SGT-800		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	
		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.
		ГТУ-6	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	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	
Ейская ТЭС	ООО «Ейская ТЭС»			Газ									
		1	Wartsila 20v34SG		8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	
		2	Wartsila 20v34SG		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	
		2	ПГУ		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
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	
		2	LMS 100PB		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	
Электростанция на территории Джубгинской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		3	ПГУ								164,0	164,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–							164,0	164,0	
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	
		2	OPRA DTG-1,8/2GL		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	
		4	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		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	
		2	JGC 624 GS-N.L.		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	JGC 624 GS-N.L.		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	
		6	JGC 624 GS-N.L.		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	
		8	JGC 624 GS-N.L.		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	
		10	JGC 624 GS-N.L.		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	
		12	JGC 624 GS-N.L.		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	
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	
		2	ЭГУ(AES 412 G/C)		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Металлургическая ГПЭС	ООО «Абинский ЭМЗ»												
		1	JMS 624 GS-N.LC	Газ	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	
		3	JMS 624 GS-N.LC		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	
		5	JMS 624 GS-N.LC		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	
		7	JMS 624 GS-N.LC		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	
		9	JMS 624 GS-N.LC		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	
		11	JMS 624 GS-N.LC		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»												
		1	TCG2020V20	Газ	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	
		3	TCG2020V20		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	
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»												
		1	CUMMINS QSV91G	Газ	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
КС Русская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»												
		1	CUMMINS QSV91G	Газ	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»												
		1	CUMMINS QSV91G	Газ	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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
Ударная ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ									
		1	ПГУ-1		227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	227,5	
		2	ПГУ-2		228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	228,2	
		ГТУ-3	ГТЭ-110М		106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	561,7	561,7	561,7	561,7	561,7	561,7	561,7	561,7	
Электростанция на территории Ударной ТЭС				Газ									
		4	ПГУ								235,0	235,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
		5	ПГУ								160,0	160,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
		6	ПГУ							160,0	160,0	160,0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–						160,0	555,0	555,0	
Система накопления электрической энергии в Краснодарском крае[1)]	ПАО «Россети»			–									
		–	Система накопления электрической энергии				250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–				250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	
Энергоцентр ст. Выселки	ООО «Сыры Кубани»			Газ									
		1	MTU 20V4000 GS		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	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	
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	
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	

Примечание – [1)] Систему накопления электрической энергии в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, на территории Краснодарского края, планируется размещать на объектах ПАО «Россети».

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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	2028[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	33668,27	33186,15
2	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[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	796,83	411,20

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
3	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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2049,56	2049,56
4	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	130,480	130,48	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1199,12	1199,12
5	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, 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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	903,09	903,09
6	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	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	60,06	60,06
7	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	2029[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	614,11	612,54
9	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	2026[3)]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	72,64	72,54
10	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1435,13	1435,13

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
11	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[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	1670,84	1607,28
12	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1625,04	1625,04
13	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2029[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	1648,93	1648,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
14	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1653,78	1653,78
15	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1014,66	1014,66
16	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2276,72	2276,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
17	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «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	1668,13	1668,13
18	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1465,61	1465,61
19	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	АО «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	1828,91	1828,91

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]							Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
20	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2051,76	2051,76
21	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	АО «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	1301,99	1301,99
22	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1549,34	1549,34

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
23	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	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	1459,34	1459,34
24	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	АО «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	1045,48	1045,48
25	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	АО «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	618,43	618,43

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
26	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1771,52	1771,52
27	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2231,61	2231,61
28	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская 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 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	464,49	464,49

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
29	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	АО «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	2316,19	2316,19
30	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кущевская 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	3198,43	3198,43
31	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	АО «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	2198,31	2198,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
32	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2200,72	2200,72
33	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 16 МВА каждый	АО «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	375,09	375,09
34	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1715,72	1715,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
35	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	566,35	566,35
36	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	566,35	566,35
37	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	АО «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	283,18	283,18

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
38	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1210,49	1210,49
39	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «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	1309,78	1309,78
40	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2161,70	2161,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
41	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1212,95	1186,52
42	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	АО «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	1621,98	1621,98
43	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	АО «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	1073,61	1073,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
44	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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	2203,97	2203,97
45	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1531,64	1531,64
				АО «Россети Кубань»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40		Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]							Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
46	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	АО «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	1531,64	1895,27
47	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2029[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	1375,06	1375,06
48	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027[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	1463,42	1463,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
49	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	566,35	566,35
50	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	АО «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	1562,64	1562,64
51	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027[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	510,01	510,01

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
52	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	1277,61	1277,61
53	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2800,70	2800,70
54	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1070,07	1070,07

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
55	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1707,49	1707,49
56	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «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	1317,15	1317,15
57	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	491,58	491,58

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
58	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	417,88	317,88
59	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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	2314,90	2314,90
60	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2122,98	2122,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
61	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 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	566,35	566,35
62	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026[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	822,82	334,79
63	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1750,86	1750,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]							Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
64	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	804,02	804,02
65	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	3320,50	3320,50
66	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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	1512,17	1512,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
67	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2028[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	669,73	669,65
68	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	1710,53	1710,53
69	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2028[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	636,84	625,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
70	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	875,96	875,96
71	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	187,55	187,55
72	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	АО «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	1483,06	1483,06

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
73	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//35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2350,32	2350,32
74	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[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	1355,06	1355,06
75	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[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	807,75	807,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]							Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
76	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1728,66	1671,09
77	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029[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	2294,75	2294,75
				АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3				
78	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «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	375,09	375,09

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
79	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «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	822,35	822,35
80	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 23,602 км	АО «Россети Кубань»	110	км	23,602	–	–	–	–	–	–	23,602	2027[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1776,45	1760,20
81	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	АО «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	4017,84	4017,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
82	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	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	113,99	113,99
83	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	АО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1539,96	1500,87
84	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	АО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	–	50,64	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2470,04	2100,07

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
85	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 110/6-6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[3)]	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	1339,58	1324,96
86	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	АО «Россети Кубань»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	2026[3)]	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	1325,34	1298,17

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
87	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1821,37	1821,37
88	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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2341,18	2341,18
89	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	АО «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	234,22	234,22

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
90	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	934,04	934,04
91	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	АО «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	448,14	448,14
92	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	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,87	27,87

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
93	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	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	187,74	187,74
94	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	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,87	27,87
95	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	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	200,06	200,06
96	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	1091,25	1091,25
97	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	1353,75	1353,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]							Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
98	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	1634,34	1634,34
99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская ориентировочной протяженностью 5,4 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	5,4	–	–	–	–	–	–	5,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	200,60	200,60
100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,05	4,05
101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками ориентировочной протяженностью 17,1 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	17,1	–	–	–	–	–	–	17,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	58,31	58,31
102	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП ориентировочной протяженностью 1,7 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	1,7	–	–	–	–	–	–	1,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	5,80	5,80

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
103	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Гидроузел до отпайки на ПС 110 кВ Водохранилище ориентировочной протяженностью 0,715 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	0,715	–	–	–	–	–	–	0,715	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,45	3,45
104	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	28,00	28,00
105	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
106	Республики Адыгея и Краснодарского края, Ростовской области	Краснодарский край, Ростовская область	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	ПАО «Россети»	220	км	90	–	–	–	–	–	–	90	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4824,38	4824,38
107	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	976,01	976,01

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
108	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13,43	13,43
109	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская ориентировочной протяженностью 23,3 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	23,3	–	–	–	–	–	–	23,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	76,90	76,90
110	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная ориентировочной протяженностью 23,1 км и строительством участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 1,4 км от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово ориентировочной протяженностью 6,6 км	АО «Россети Кубань»	110	км	23,1 1,4 6,6	–	–	–	–	–	–	31,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	555,75	555,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
111	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажем ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская ориентировочной протяженностью 9,3 км	АО «Россети Кубань»	110	км	9,3	–	–	–	–	–	–	9,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	0,06	0,06
112	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка ориентировочной протяженностью 32,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	4,7 32,5	–	–	–	–	–	–	37,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	164,99	164,99
113	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Афипская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	566,35	566,35

№ 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 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
114	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Военгородок с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	1118,86	1118,86
115	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2591,99	2591,99
116	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Нововеличковская с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	652,51	652,51

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
117	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2475,71	2475,71
118	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старонижестеблиевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «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	225,26	225,26
119	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Газоаппарат 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	529,93	529,93

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]							Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031			
120	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Челбасская 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	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	570,04	570,04
121	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой пятого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и реконструкцией ОРУ 35-110 кВ	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	409,37	409,37
122	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кирилловская - РИП I, II цепи ориентировочной протяженностью 16,5 км с увеличением пропускной способности	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	65,69	65,69

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
123	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора - Анапская III цепь ориентировочной протяженностью 7,5 км	АО «Россети Кубань»	110	км	7,5	–	–	–	–	–	–	7,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	500,19	500,19
124	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с установкой четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «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	1514,35	1514,35
125	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ангарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1231,19	1231,19

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
126	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	583,25	583,25
127	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	2688,02	2688,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1)]								Планируемый год реализации[2)]	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
128	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кирилловская - Южная с отпайками I, II цепи с увеличением пропускной способности на участке от места отпаек на ПС 110 кВ ДСК до ПС 110 кВ Южная	АО «Россети Кубань»	110	км	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	503,14	503,14

Примечания

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

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

3 [3)] Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.