

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Энергорайон КС «Платовское».....	16
2.1.2 Центральный энергорайон. Энергоузел «Ростовская агломерация»	18
2.1.3 Частично Центральный, Шахтинский и Юго-западный энергорайоны	20
2.1.4 Частично Шахтинский энергорайон.....	22
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.....	24
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	24
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	45
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	50
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	51
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	51
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	51
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы	52
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	52
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	55
3.3	Прогноз потребления мощности	56
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	58
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы	60
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	60
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 Ростовской области	63
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	67
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	67
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	71
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	73
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	74
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	75
7.1	Основные подходы	75
7.2	Исходные допущения	76

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	79
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	81
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		86
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	88
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.....	93

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
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
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия

СТК	– статический тиристорный компенсатор реактивной мощности
T	– трансформатор
TНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	– Федеральная антимонопольная служба
ШР	– шунтирующий реактор
ЭПУ	– энергопринимающие устройства
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ростовской области 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 Ростовской области 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 Ростовской области 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 Ростовской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и обслуживает территорию Ростовской области.

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

- филиал ПАО «Россети» – Ростовское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ростовской области;

- филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области;

- АО «Донэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Ростовской области связана с энергосистемами:

- Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское 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.;

- Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;

- Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

- Донецкой Народной Республики и Луганской Народной Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Донбасское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Ростовской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Ростовской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД» в границах Ростовской области	267,0
АО «ТАГМЕТ»	199,0
Филиал ООО «ЭЛ 6» в г. Новочеркасск	108,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
ООО «Новороссийский прокатный завод»	97,0
АО «Транснефть-Приволга», АО «Черномортранснефть» в границах Ростовской области	58,0
Более 10 МВт	
АО «Алюминий металлург рус»	35,0
АО «Ростовводоканал»	28,0
ООО «ПК «НЭВЗ»	27,0
ООО «Юг Руси-Золотая семечка»	19,0
Филиал АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск	14,0
АО «НЗНП»	12,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области на 01.01.2025 составила 7835,9 МВт, в том числе: АЭС – 4071,9 МВт, ГЭС – 211,5 МВт, ТЭС – 2945,2 МВт, ВЭС – 607,3 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 Ростовской области, МВт

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	7834,9	1,1	–	–	–	7835,9
АЭС	4071,9	–	–	–	–	4071,9
ГЭС	211,5	–	–	–	–	211,5
ТЭС	2944,2	1,1	–	–	–	2945,2
ВЭС	607,3	–	–	–	–	607,3

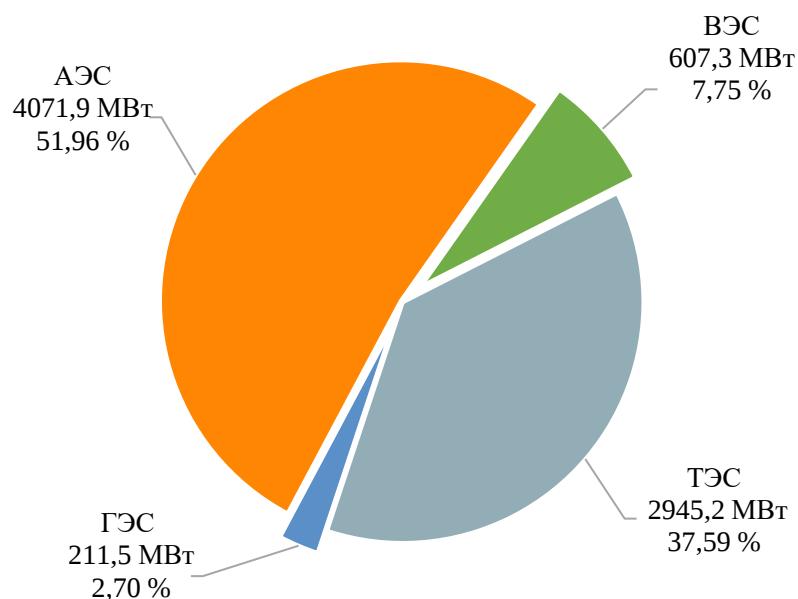


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 01.01.2025

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2024 году составило 46691,9 млн кВт·ч, в том числе: на АЭС – 32300,9 млн кВт·ч, ГЭС – 682,0 млн кВт·ч, ТЭС – 11977,2 млн кВт·ч, ВЭС – 1731,9 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Ростовской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	42829,3	44324,0	48361,7	47274,3	46691,9
АЭС	32806,4	31712,7	35046,3	32929,4	32300,9
ГЭС	299,5	338,2	338,8	639,2	682,0
ТЭС	8954,4	10917,7	11109,9	11878,1	11977,2
ВЭС	769,0	1355,4	1866,7	1827,6	1731,9

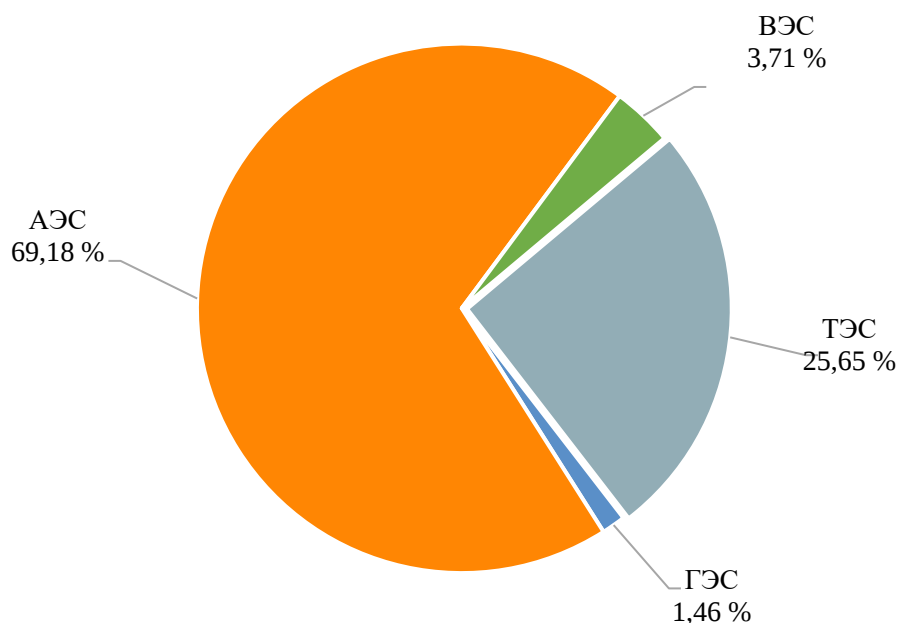


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Ростовской области в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	18519	19883	20088	20406	20901
Годовой темп прироста, %	-1,92	7,37	1,03	1,58	2,43
Максимум потребления мощности, МВт	3182	3308	3130	3410	3300
Годовой темп прироста, %	6,78	3,96	-5,38	8,95	-3,23
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5820	6011	6418	5984	6334
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	07.07 15:00	21.07 14:00	07.12 17:00	07.08 15:00	19.07 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	32,0	30,8	-7,5	29,7	31,3
Максимум потребления мощности (зима), МВт	3050	3166	3130	3239	3232
Максимум потребления мощности (лето), МВт	3182	3308	3062	3410	3300

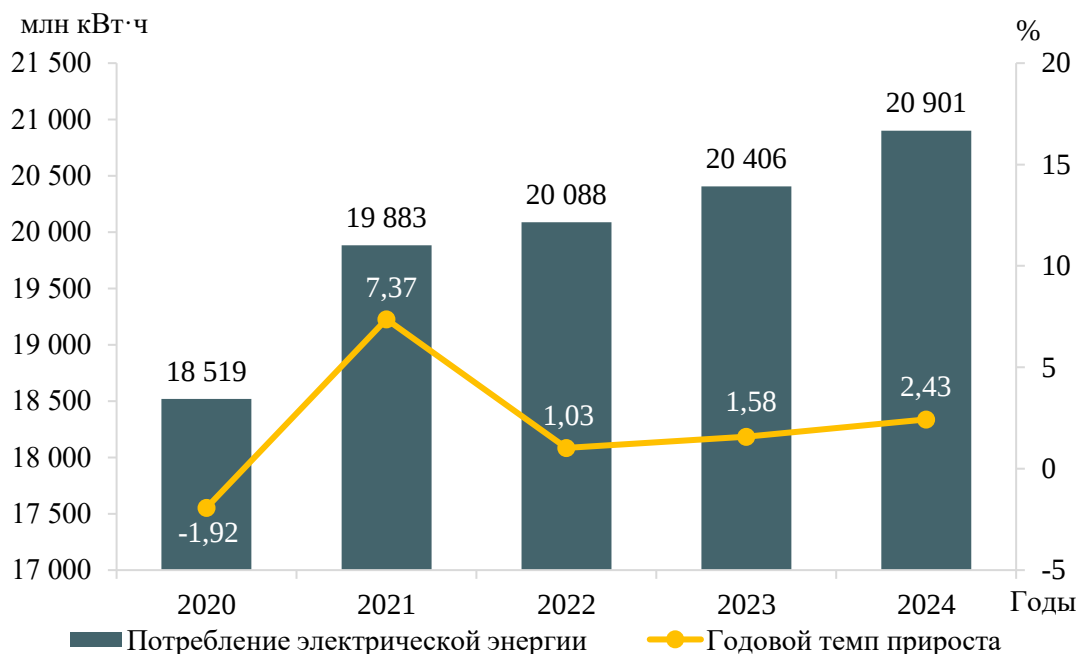


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

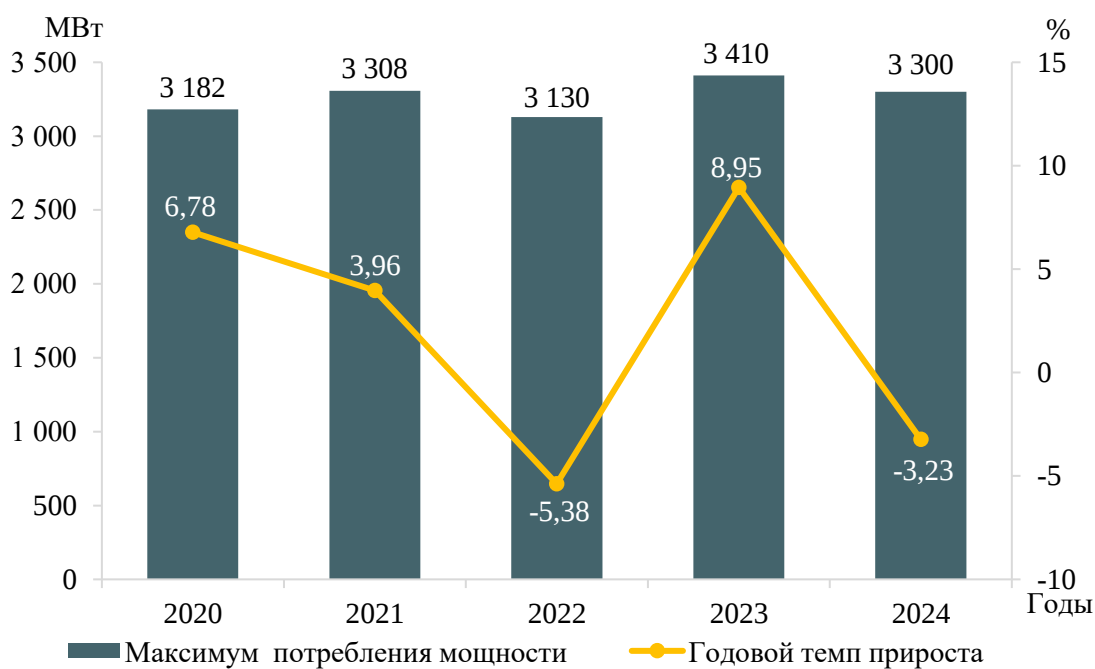


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области увеличилось на 2019 млн кВт·ч и составило в 2024 году 20901 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,05 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 7,37 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,92 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области вырос на 320 МВт и составил 3300 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,06 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 8,95 % в 2023 году и обусловлен прохождением годовых максимумов в дневное время летнего периода при экстремально высоких ТНВ. Наибольшее годовое снижение составило 5,38 % в 2022 году.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области был зафиксирован в 2023 году в размере 3410 МВт в летний период.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления в металлургическом производстве;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в период прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления в сфере услуг и населением.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30	ПАО «Россети Юг»	2020	48,14 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на Сулинскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Б3 – Г14	ПАО «Россети Юг»	2020	14,6 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на Каменскую ВЭС от ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	ПАО «Россети Юг»	2020	0,63 км
4	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Заря от ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	ПАО «Россети Юг»	2020	1,65 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на Казачью ВЭС от ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	ПАО «Россети Юг»	2020	11,37 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джангар от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное	ПАО «Россети Юг»	2020	12,6 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – НСЗ	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Чистый город от ВЛ 110 кВ Самбек – Синявская	ПАО «Россети Юг»	2023	3,91 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Миус от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	8,65 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Скороход от ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	1,17 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Скороход и ПС 110 кВ Миус от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	36,05
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Танаис от ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	0,8 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Танаис от КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	19,6 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Каланча от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	16,41 км
16	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Каланча от КВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	16,41 км
17	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Парковая от ВЛ 110 кВ АС15 – АС6	ООО «Проект-Девелопмент»	2024	0,054 км
18	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Дельта от ВЛ 110 кВ Г9 – Г14 с отпайками	ООО «Дельта»	2024	0,032 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Замена ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2020	180 Мвар
2	220 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 220 кВ А-30	ПАО «Россети»	2020	63 МВА
3	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Заря	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полевая	ПАО «Россети Юг»	2021	63 МВА 100 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Т1	ПАО «Россети Юг»	2021	25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Миус	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Скороход	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Танаис	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Каланча	РУЗКС ЮВО ФКП «УЗКС МО РФ»	2023	2×16 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ОАО «РЖД»	2023	40 МВА
13	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ГПП4	ООО «Ростсельмаш- энерго»	2023	2×40 МВА
14	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Т24	ПАО «Россети Юг»	2023	16 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ШЗ4	ПАО «Россети Юг»	2023	20 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ БГ2	ПАО «Россети Юг»	2024	10 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Парковая	ООО «Проект- Девелопмент»	2024	25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Дельта	ООО «Дельта»	2024	6,3 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 Ростовской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО относятся:

- энергорайон КС «Платовское»;
- Центральный энергорайон. Энергоузел «Ростовская агломерация»;
- частично Центральный, Шахтинский и Юго-западный энергорайоны;
- частично Шахтинский энергорайон.

2.1.1 Энергорайон КС «Платовское»

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне КС «Платовское».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона КС «Платовское»

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 среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением АТ-3 и АТ-4 ПС 500 кВ Шахты, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТГ-1 (АТГ-3) ПС 500 кВ Ростовская, токовая нагрузка АТГ-3 (АТГ-1) ПС 500 кВ Ростовская превышает АДТН на величину до 34 % (7 %). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 429 МВт (105 МВт)	Создание на ПС 500 кВ Ростовская устройств: – АОПО АТГ-1; – АОПО АТГ-3	Отсутствуют	Создание на ПС 500 кВ Ростовская устройств: – АОПО АТГ-1; – АОПО АТГ-3
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением АТГ-1 и АТГ-3 ПС 500 кВ Ростовская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-4) ПС 500 кВ Шахты, токовая нагрузка АТ-4 (АТ-3) ПС 500 кВ Шахты превышает АДТН на величину до 33 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 423 МВт	Модернизация на ПС 500 кВ Шахты устройств: – АОПО АТ-3; – АОПО АТ-4	Отсутствуют	Модернизация на ПС 500 кВ Шахты устройств: – АОПО АТ-3; – АОПО АТ-4

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Центральный энергорайон. Энергоузел «Ростовская агломерация»

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле «Ростовская агломерация» в Центральном энергорайоне.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий в энергоузле «Ростовская агломерация» в Центральном энергорайоне

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 КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I (II) цепь, токовая нагрузка КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II (I) цепь превышает ДДТН на величину до 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 190 МВт	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	Отсутствуют	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км
1. 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 Р-20 – Ростовская II (I) цепь, токовая загрузка ВЛ 220 кВ Р-20 – Ростовская I (II) цепь превышает ДДТН на величину до 22 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 260 МВт. 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 КВЛ 110 кВ Р-20 – Р19 I цепь, переток активной мощности в КС «Фортуна» превышает МДП на величину до 86 МВт, переток активной мощности в КС «Алмаз» превышает МДП на величину до 12 МВт, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-20 – Р29 превышает ДДТН на величину до 26 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р-4 – Р-40 с отпайками превышает ДДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 154 МВт. 3. 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) ПС 220 кВ Р-40, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Р-40 превышает ДДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений (СРМ отсутствуют) требуется ввод ГАО в объеме до 100 МВт.	1. Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый. 2. Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая. 3. Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая. 4. Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	Отсутствуют	1. Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый. 2. Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая. 3. Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая. 4. Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 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 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 № 3, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь, токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь превышает АДТН на величину до 8 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 47 МВт	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3

2.1.3 Частично Центральный, Шахтинский и Юго-западный энергорайоны

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в частично Центральном, Шахтинском и Юго-западном энергорайонах.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий в частично Центральном, Шахтинском и Юго-западном энергорайонах

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 Р-4 – КС3 с отпайкой на ПС Р32, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками превышает ДДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 13 МВт	1. Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. 2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой на ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	Отсутствуют	1. Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. 2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой на ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый
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 Р5 – Р12 с отпайкой на ПС Р3, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками превышает ДДТН на величину до 39 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 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 Т-15 – Т25, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 превышает ДДТН на величину до 53 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 26 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (4) ПС 500 кВ Шахты, токовая нагрузка стороны 500 кВ АТ-4 (АТ-3) ПС 500 кВ Шахты превышает ДДТН на величину до 25 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 216 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)

2.1.4 Частично Шахтинский энергорайон

В таблице 10 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в частично Шахтинском энергорайоне.

Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий в частично Шахтинском энергорайоне

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 Шахты – Новошахтинская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – НЗБ, токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50 превышает АДТН 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 74 МВт	Создание на ПС 500 кВ Шахты АОПО ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	Отсутствуют	Создание на ПС 500 кВ Шахты АОПО ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50

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 11 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 11 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
Энергорайон «Большой Ростов»		
2020	16.12.2020	0,4
	17.06.2020	22,9
2021	15.12.2021	3,3
	16.06.2021	22,6
2022	21.12.2022	1,0
	15.06.2022	21,8
2023	20.12.2023	1,2
	21.06.2023	20,9
2024	18.12.2024	3,2
	19.06.2024	26,7
Энергорайон «Таганрогский»		
2020	16.12.2020	-0,9
	17.06.2020	22,5
2021	15.12.2021	2,3
	16.06.2021	22,3
2022	21.12.2022	0,2
	15.06.2022	21,6
2023	20.12.2023	0,5
	21.06.2023	19,3
2024	18.12.2024	2,3
	19.06.2024	24,6
Энергорайон «Шахтинский»		
2020	16.12.2020	1,6
	17.06.2020	24,9
2021	15.12.2021	3,9
	16.06.2021	22,7
2022	21.12.2022	0,4
	15.06.2022	20,9
2023	20.12.2023	1,8

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2024	21.06.2023	21,8
	18.12.2024	3,6
	19.06.2024	24,9
Остальная часть энергосистемы Ростовской области		
2020	16.12.2020	-1,0
	17.06.2020	24,9
2021	15.12.2021	3,0
	16.06.2021	22,7
2022	21.12.2022	0,8
	15.06.2022	20,9
2023	20.12.2023	3,9
	21.06.2023	21,8
2024	18.12.2024	2,9
	19.06.2024	27,1

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Юг»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Юг» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 12 – 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.	
1	ПС 110 кВ Центральная	110/35/6	T-1	110/35/6	10	7,02	7,28	9,26	7,56	4,93	5,88	6,69	6,06	7,95	7,28	7
			T-2	110/35/6	7,5	5,68	5,89	6,89	7,68	4,75	5,05	5,05	5,05	6,49	5,59	
2	ПС 110 кВ Цимлянская	110/35/10	T-1	110/35/10	16	2,50	2,35	2,52	2,47	1,98	2,17	1,69	2,04	1,87	8,50	4,51
			T-2	110/35/10	10	5,43	4,88	5,49	5,80	7,29	3,49	3,84	4,11	3,61	7,04	
3	ПС 110 кВ Ш9	110/35/6	T-1	110/35/6	15	7,21	10,24	11,03	9,67	10,36	2,72	5,30	9,38	3,57	9,58	0
			T-2	110/35/6	25	4,24	5,89	2,41	2,97	4,02	7,85	5,13	5,13	9,28	3,71	
4	ПС 110 кВ АС1	110/35/10	T-1	110/35/10	10	7,97	6,29	8,81	9,37	8,61	2,13	5,08	5,61	5,45	7,39	3,78
			T-2	110/35/10	10	6,28	10,23	8,43	8,09	5,39	6,04	6,22	8,96	7,85	7,09	
5	ПС 110 кВ АС12	110/10	T-1	110/10	6,3	4,47	7,29	5,28	7,45	0	1,98	2,82	3,83	2,47	0	1,6
			T-2	110/10	6,3	5,85	6,44	6,87	8,05	14,17	4,12	4,52	3,98	3,80	8,42	
6	ПС 110 кВ АС15	110/10	T-1	110/10	25	7,59	6,13	5,27	7,14	5,50	6,70	6,43	3,50	6,60	5,74	1,08
			T-2	110/10	25	7,76	5,96	5,57	4,70	6,67	6,55	9,17	4,93	4,49	10,36	
7	ПС 110 кВ АС4	110/10	T-1	110/10	6,3	3,54	3,69	4,33	3,42	4,69	2,91	2,91	2,97	3,67	3,88	2,16
			T-2	110/10	6,3	0,86	2,88	2,08	1,71	2,33	1,43	1,73	1,98	1,59	4,15	
8	ПС 110 кВ БТ1	110/6	T-1	110/6/6	25	12,32	12,82	13,97	12,55	14,01	9,65	9,48	12,39	11,32	20,08	4
			T-2	110/6/6	25	14,06	15,61	16,53	16,11	17,04	10,08	11,33	12,40	15,72	20,57	
9	ПС 110 кВ БТ3	110/6	T-1	110/6	25	9,34	8,07	6,65	8,49	9,82	5,98	7,08	6,83	5,44	10,98	3,2
			T-2	110/6	25	11,08	10,08	12,30	15,50	14,63	7,48	8,38	9,58	10,26	15,87	
10	ПС 110 кВ Р19	110/10	T-1	110/10	40	12,35	14,04	14,38	16,00	14,75	10,75	11,89	12,34	11,40	22,19	4
			T-2	110/10	40	9,70	7,85	6,46	10,04	9,79	14,68	15,44	8,32	11,43	17,15	
11	ПС 110 кВ Р23	110/6	T-1	110/6	25	4,56	5,68	7,54	5,88	4,59	4,98	2,72	6,83	3,11	4,72	2
			T-2	110/6	25	6,26	8,59	6,12	9,30	9,95	5,93	6,43	6,54	9,02	11,37	
12	ПС 110 кВ Р24	110/6	T-1	110/6	25	7,57	6,03	12,27	14,61	14,09	6,70	9,80	12,44	10,09	12,86	1
			T-2	110/6	25	10,34	9,25	11,88	12,09	15,94	9,62	11,45	9,12	12,40	16,12	
13	ПС 110 кВ Р33	110/10/6	T-1	110/10/6	25	13,64	10,55	12,84	11,25	12,35	12,21	12,86	9,66	12,74	14,48	2
			T-2	110/10/6	25	11,65	11,30	10,77	11,42	9,27	8,77	8,25	10,97	10,55	17,49	
14	ПС 110 кВ Р7	110/35/6	T-1	110/35/6	63	23,58	21,63	27,97	25,77	26,51	42,91	23,03	18,72	24,88	31,95	1
			T-2	110/35/6	63	23,58	29,65	26,73	23,64	28,92	0,00	21,08	27,11	25,86	33,53	
15	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/35/6	T-1	110/35/6	16	4,45	3,30	4,03	4,59	4,70	3,11	4,15	3,80	3,86	4,70	3,9
			T-2	110/35/6	16	4,30	4,89	10,30	9,58	10,19	6,83	8,81	9,57	9,35	15,01	
16	ПС 110 кВ Самбек	110/10	T-1	110/35/10	16	3,08	3,44	3,85	4,03	2,51	0,00	2,13	2,24	3,22	3,62	1,4
			T-2	110/10	10	5,89	5,13	6,63	5,89	6,72	4,87	4,18	3,70	4,23	5,33	
17	ПС 110 кВ Чалтырь	110/35/10	T-2	110/35/10	25	13,33	14,89	12,72	22,06	20,56	4,30	10,52	11,42	13,15	21,55	6
			T-3	110/35/10	16	12,57	14,59	15,24	12,36	13,94	4,69	7,07	9,06	9,41	11,15	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HVB} , °C						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Центральная	T-1	ТДТН-10000/110/35/6	1970	84,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМТГ-7500/110/35/6	1945	82,31	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Цимлянская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1982	82,38	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1994	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Ш9	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/6	1963	65,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1971	84,13	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ АС1	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1987	81,92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1987	81,92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ АС12	T-1	ТМН-6300/110/10	1985	94,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1983	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ АС15	T-1	ТРДН(С)-25000/110/10	2007	95,63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН(С)-25000/110/10	2007	95,63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ АС4	T-1	ТМН-6300/110/10	1986	91,18	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1985	91,18	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ БТ1	T-1	ТРДН(С)-25000/110/6	1995	90,70	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН(С)-25000/110/6	1985	90,70	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
9	ПС 110 кВ БТЗ	Т-1	ТРДН(С)-25000/110/6	2008	87,26	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН(С)-25000/110/6	2002	87,26	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
10	ПС 110 кВ Р19	Т-1	ТРДН-40000/110/10	1989	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110/10	1984	89,83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Р23	Т-1	ТРДН(С)-25000/110/6	1990	81,56	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН(С)-25000/110/6	1989	81,56	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Р24	Т-1	ТРДН(С)-25000/110/6	1993	79,81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН(С)-25000/110/6	1980	79,81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Р33	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1975	90,80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/6	1981	78,75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Р7	Т-1	ТДТН-63000/110/35/6	1991	80,95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-63000/110/35/6	1989	80,95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Очистные сооружения	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1976	89,05	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1976	89,05	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Самбек	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1984	90,80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/10	1969	90,80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Чалтырь	Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2013	96,50	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-16000/110/35/10	1981	92,55	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – 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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на 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 Центральная	2022 / зима	16,15	ПС 110 кВ Центральная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,296	0	–	0,03	16,44	16,44	16,44	16,44	16,44	16,44
				ПС 35 кВ Шлюзовая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,345	0	–	0,04						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,5862	0	–	0,06						
				ПС 35 кВ Лозновская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,15007	0	–	0,02						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	–	0,02						
				ПС 35 кВ Романовская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	1,105	0	–	0,11						
ТУ для ТП менее 670 кВт			2025		0,014	0	–	0,001										
2	ПС 110 кВ Цимлянская	2024 / лето	15,54	ПС 110 кВ Цимлянская	Администрация Цимлянского городского поселения	06.12.2021	488/21/ВМЭС	2024	1,6	0	10	1,12	20,18	20,18	20,18	20,18	20,18	20,18
					АО «Цимлянский судомеханический завод»	02.09.2024	61-1-24-00752655	2026	4,3	0	35	3,01						
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,38	0	–	0,04							
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,091	0	–	0,01							
3	ПС 110 кВ Ш9	2021 / лето	16,13	ПС 110 кВ Ш9	ООО «Экострой-Дон»	18.03.2022	61-1-22-00633891	2024	0,7	0	6	0,49	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67
					ИП Гуковский Андрей Александрович	16.09.2024	559/24/ШМЭС	2025	4,5	1	6	1,75						
				ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,015	0	–	0,002							
				ПС 35 кВ Ш15	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,016	0	–	0,002						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,07	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ ЖБИ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,25	0	–	0,03						
				ПС 35 кВ Ш11	ТУ для ТП менее 670 кВт			2024	0,1	0	–	0,01						
4	ПС 110 кВ АС1	2023 / зима	17,46	ПС 110 кВ АС1	ООО «АДВА»	26.02.2021	61-1-21-00561453	2025	4,5	0	10	2,25	22,74	22,74	22,74	22,74	22,74	22,74
					Физ. лицо	28.12.2023	61-1-23-00736551	2025	1	0	35	0,5						
					ООО «Евродом Групп»	24.08.2023	61-1-23-00713391	2025	3	0	10	1,5						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5	0	–	0,51						

№ 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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
5	ПС 110 кВ АС12	2023 / зима	15,5	ПС 110 кВ АС12	ООО «ЕВРОПОЛИМЕР»	04.07.2016	61-1-16-00270427	2025	3	0	10	2,1	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62	24,62
					ИП Исаев А.В.	04.04.2024	61-1-24-00748013	2026	4,95	0	10	1,98						
					ИП Исаев А.В.	26.08.2024	61-1-24-00774967	2026	4,95	0	10	1,98						
					ООО «СК «Эверест»	27.12.2024	61-4-24-00787505	2026	3,0322	0	10	1,21						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	9,375	0	–	0,94						
6	ПС 110 кВ АС15	2024 / лето	16,1	ПС 110 кВ АС15	ООО СК «Доннефтестрой»	23.06.2021	641	2025	7,5	0	10	3	24,54	25,43	25,43	25,43	25,43	25,43
					ООО «Агроком Холдинг»	08.11.2022	61-1-22-00668837	2025	1	0	10	0,5						
					ИП Живилов Виктор Викторович.	22.11.2023	61-1-23-00728645	2025	2,5	0	10	0,5						
					ИП Живилов Виктор Викторович	19.12.2023	61-1-23-00734143	2025	1,1	0	10	0,22						
					ООО СЗ «Феникс»	15.08.2023	1315	2025	3	0	10	1,2						
					ООО «АВА»	27.09.2023	61-1-23-00717929	2025	1,45	0	10	0,58						
					ООО «СЗ «Вертикаль Инвест-Юг»	02.07.2024	61-1-24-00763753	2025	0,9585	0	10	0,38						
					Физ. лицо	20.08.2021	61-1-21-00594821	2027	2	0	10	0,8						
					ИП Живилов Виктор Викторович	17.10.2025	61-1-24-00778081	2025	2,9	0	10	0,58						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	6,312	0	–	0,63						
7	ПС 110 кВ АС4	2024 / лето	8,03	ПС 110 кВ АС4	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,563	0	–	0,46	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54
8	ПС 110 кВ БТ1	2024 / лето	40,65	ПС 110 кВ БТ1	ООО СЗ «Юг-Стройфорт»	01.08.2023	61-1-23-00712601	2025	1,1	0	6	0,44	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36	42,36
					ИП Бибик Ю.А.	08.09.2022	578/22/БМЭС	2023	1,4	0	6	0,7						
					ООО «СЗ «МАРИНА»	17.04.2024	175/24/БМЭС	2026	0,8	0	0,4	0,32						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,803	0	–	0,08						
9	ПС 110 кВ БТ3	2024 / лето	26,85	ПС 110 кВ БТ3	ООО «ЭКО-СПАС БАТАЙСК»	23.10.2024	61-1-24-00783371	2026	3	0	6	2,1	31,16	31,16	31,16	31,16	31,16	31,16
					ООО «Металлические порошки Юг»	24.10.2024	61-1-24-00780921	2025	2,7	0	6	1,08						
					ИП Морозов Виктор Александрович	09.06.2018	296/18/БМЭС	2022	1,673	0	6	0,67						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,309	0	–	0,03						
10	ПС 110 кВ P19	2024 / лето	39,34	ПС 110 кВ P19	ООО «СЗ «Галактика»	14.12.2021	61-1-21-00600937	2025	7,4195	0	10	2,97	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
					ООО «Легато»	13.01.2023	61-1-22-00667369	2025	0,792	0	10	0,32						
					ООО «СИНАРА-городские транспортные решения Ростов-на-Дону»	06.12.2024	61-1-24-00791081	2026	0,99	0	10	0,5						
					ГБУ РО «Областная ДКБ»	22.10.2019	1353/19/РГЭС	2023	5,233	1,4	10	0,77						
					ООО «Авангард»	09.11.2020	1356/20/РГЭС/ЗРЭС	2025	2,343	0	10	0,94						
					ООО СК «Екатеринодар-Сити»	14.08.2020	365/20/РГЭС	2024	0,719	0	10	0,29						
					ООО «ЗЕНИТ-ДЕВЕЛОПМЕНТ»	12.02.2024	1486	2026	3,3545	0	10	1,34						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,5	0	–	0,05						
11	ПС 110 кВ P23	2024 / лето	16,09	ПС 110 кВ P23	ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	30.05.2023	61-1-23-00701865	2025	4,95	0	6	1,98	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33
					ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	30.05.2023	61-1-23-00701789	2026	4,95	0	6	1,98						
					ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	22.06.2023	61-1-23-00704007	2025	4,95	0	6	1,98						
					ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	22.06.2023	61-1-23-00704031	2025	4,95	0	6	1,98						
					ООО «СЗ-1 «Югстройинвест-Дон»	29.06.2023	61-1-23-00704029	2025	1	0	6	1,98						

№ 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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам ТП), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
12	ПС 110 кВ Р24	2024 / зима	30,03	ПС 110 кВ Р24	ИП Чердаков А.А.	17.11.2023	61-1-23-00726869	2025	1	0	6	0,2	32,59	32,59	32,59	32,59	32,59	32,59
					ФКУЗ «Ростовский-на-Дону противочумный институт Роспроебнадзора»	10.11.2023	1493/23/РГЭС	2025	1,776	80	6	0,85						
					ООО «СЗ Мегаинвестстрой»	07.12.2023	1755/23/РГЭС	2025	0,672	0	6	0,27						
					ИП Самсонов Олег Вячеславович	12.08.2024	РГЭС-1237/24	2026	1,5	150	6	0,95						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,415	0	–	0,04						
13	ПС 110 кВ Р33	2024 / лето	31,97	ПС 110 кВ Р33	ООО «СЗ Донская строительная компания»	30.05.2023	61-1-23-00697721	2025	1,047	0	10	0,42	32,44	32,44	32,44	32,44	32,44	32,44
14	ПС 110 кВ Р7	2024 / лето	65,48	ПС 110 кВ Р7	ООО «СЗ МСК-Дон»	06.12.2022	61-1-22-00679143	2025	1,843	0	6	0,74	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4
				ПС 35 кВ Р11	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,268	0	–	0,03						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,668	0	–	0,07						
15	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2024 / лето	19,71	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,183	0	–	0,12	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24	20,24
				ПС 35 кВ ГСКБ	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,147	0	–	0,22						
				ПС 35 кВ Русский Колодец	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,459	0	–	0,15						
16	ПС 110 кВ Самбек	2022 / зима	10,48	ПС 110 кВ Самбек	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,792	0	–	0,28	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79	10,79
17	ПС 110 кВ Чалтырь	2024 / зима	34,5	ПС 110 кВ Чалтырь	Администрация Мясниковского района	21.09.2020	61-1-20-00523257	2022	0,8	0	10	0,56	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
					ООО «Военно-строительная компания»	28.03.2023	61-1-23-00690847	2023	1,1	0	6	0,77						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	16,16	0	–	1,62						
				ПС 35 кВ Б.Салы	ИП Запорожец Петр Владимирович	05.06.2023	61-1-23-00702739	2025	1	0	10	0,5						
					ИП Дурян Севан Ашотович	06.05.2024	61-1-24-00754221	2026	0,7	0	0,4	0,35						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	5,144	0	–	0,51						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2026	0,015	0	–	0,002						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,054	0	–	0,005						
				ПС 35 кВ Петровская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,054	0	–	0,005						
				ПС 35 кВ А-24	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0	–	0,003						

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,15 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 88,16 % (41,12 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 0,8^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,144.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 9,15 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 на величину до 6,61 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1, с учетом возможности перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 79,95 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,646 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 на ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,15 + 0,29 + 0 + 0 - 7 = 9,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 7 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Центральная, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-1 на величину до 10,02 % от $S_{\text{ддн}}$ (без ТП превышение до 6,61 %). В ПАР при отключении трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Центральная, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82,52 % от $S_{\text{ддн}}$ (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки Т-2 ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 0,86 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 9,44 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-2 1×7,5 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Цимлянская.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 15,54 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 66,01 % (3,75 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 27,1^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,936.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,51 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 11,03 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 в ПАР отключения трансформатора Т-1 на величину до 17,83 %. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1, с учетом возможности перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 73,64 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,371 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,64 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,54 + 4,64 + 0 - 4,51 = 15,67 \text{ МВА.}$$

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 4,51 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Цимлянская, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 67,41 % (4,63 %) (без ТП превышение $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 на величину до 17,83 %).

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

отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Цимлянская расчетный объем ГАО составит 6,31 (0,69) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,67 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 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Ш9.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 16,13 МВА. В ПАР отключения Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 57,47 % (95,78 %) от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,9^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,651 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,54 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,13 + 2,54 + 0 - 0 = 18,67 \text{ МВА.}$$

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 Ш9, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2, на величину до 10,86 % (без ТП превышение отсутствует). В ПАР отключения трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Ш9, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 66,52 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки Т-1 ПС 110 кВ Ш9 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Ш9 расчетный объем ГАО составит 1,83 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 18,67 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-1 1×15 МВА на 1×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ АС1.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 17,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 55,52 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,9^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,78 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 13,68 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 21,85 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,28 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «АДВА» договор ТП от 26.02.2021 № 61-1-21-00561453 заявленной мощностью 4,5 МВт, ООО «Евродом Групп» договор ТП от 24.08.2023 № 61-1-23-00713391 заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ АС1 с заменой существующих силовых трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,46 + 5,28 + 0 - 3,78 = 18,96 \text{ МВА.}$$

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 3,78 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 68,86 % (без ТП превышение до 21,85 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС1 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 расчетный объем ГАО составит 7,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ АС12.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 15,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 119,14 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,9^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,6 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 13,9 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на 96,52 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,307 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,12 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «Европолимер» договор ТП от 04.07.2013 № 61-1-16-00270427 заявленной мощностью 3 МВт, ИП Исаев А.В. договор ТП от 04.04.2024 № 61-1-24-00748013 заявленной мощностью 4,95 МВт, ИП Исаев А.В. договор ТП от 26.08.2024 № 61-1-24-00774967 заявленной мощностью 4,95 МВт, ООО «СК «Эверест» договор ТП от 27.12.2024 № 61-4-24-00787505 заявленной мощностью 3,0332 МВт) предусмотрены мероприятия по реконструкции подстанции ПС 110 кВ АС12 с заменой существующих силовых трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,5 + 9,12 + 0 - 1,6 = 23,02 \text{ МВА.}$$

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 1,6 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС12, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 225,5 % (без ТП превышение до 119,14 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС12 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 расчетный объем ГАО составит 15,95 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,02 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 2×6,3 МВА на 2×25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ АС15.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 16,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 55,3 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,164.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,08 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 15,02 МВА (51,59 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,721 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,1 + 9,33 + 0 - 1,08 = 24,35 \text{ МВА.}$$

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 1,08 МВА не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС15, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 83,63 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ АС15 с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ АС4.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила

8,03 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 36,16 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 27,1^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,936.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,16 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 5,87 МВА (99,53 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,51 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,03 + 0,51 + 0 - 2,16 = 6,38 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2,16 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС4, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 8,18 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС4 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС4 расчетный объем ГАО составит 0,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,38 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ БТ1.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 40,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 73,7 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 27,1^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,936.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 36,65 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 56,61 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,103 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,71 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,65 + 1,71 + 0 - 4 = 38,36 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ БТ1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 63,92 % (без ТП превышение до 56,61 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ БТ1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ БТ1 расчетный объем ГАО составит 14,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,36 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ БТ3.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 26,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 92,23 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,1 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,165.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 23,65 МВА (81,24 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,682 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,85 + 4,31 + 0 - 3,2 = 27,96 \text{ МВА.}$$

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 3,2 МВА не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ БТЗ, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 96,05 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ БТЗ с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Р19.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 39,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 4,66 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,7^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 35,34 МВА (94,02 % от $S_{\text{дн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,351 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 39,34 + 7,96 + 0 - 4 = 43,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 4 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Р19, оставшегося в работе после отключения

трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 15,19 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р19 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р19 расчетный объем ГАО составит 5,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,3 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 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

ПС 110 кВ Р23.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 16,09 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 68,49 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,7^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 14,09 МВА (59,98 % от $S_{\text{ддн}}$).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,8 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,24 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,09 + 9,24 + 0 - 2 = 23,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Р23, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 99,33 % от $S_{\text{ддн}}$.

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

трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Р23 с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Р24.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 30,03 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 6,53 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,2^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,128.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 29,03 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 2,98 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,363 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,56 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,03 + 2,56 + 0 - 1 = 31,59 \text{ МВА.}$$

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 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Р24, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 12,06 % (без ТП превышение до 2,98 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р24 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р24 расчетный объем ГАО составит 3,4 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,59 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Р33.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила

31,97 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 36,09 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,7^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 29,97 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 27,57 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,047 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,47 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,97 + 0,47 + 0 - 2 = 30,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 2 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Р33, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 29,55 % (без ТП превышение до 27,57 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р33 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р33 расчетный объем ГАО составит 6,94 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,44 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Р7.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 65,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 10,61 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 26,7^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,94.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 64,48 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 8,92 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,779 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 65,48 + 0,92 + 0 - 1 = 65,4 \text{ МВА.}$$

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 МВА превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Р7, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 10,48 % (без ТП превышение до 8,92 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р7 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р7 расчетный объем ГАО составит 6,2 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 65,4 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×80 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2024 года и составила 19,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{дн}}$ на 28,51 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 24,6^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,959.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,9 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 15,81 МВА и превышает $S_{\text{дн}}$ на величину до 3,08 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,789 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,53 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 19,71 + 0,53 + 0 - 3,9 = 16,34 \text{ МВА.}$$

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 3,9 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Очистные сооружения, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 6,55 % (без ТП превышение до 3,08 %).

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

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,34 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Самбек.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,48 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 91,24 % (57,03 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,149.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,4 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 9,08 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1), с учетом возможности перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 78,97 % (49,41 %) от $S_{\text{ддн}}$.

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

суммарной максимальной мощностью 2,792 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,48 + 0,31 + 0 - 1,4 = 9,39 \text{ МВА.}$$

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 1,4 МВА не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Самбек, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), и составляет 81,66 % (51,1 %) от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Самбек с заменой существующего силового трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 МВА).

ПС 110 кВ Чалтырь.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2024 года и составила 34,5 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-2) превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 90,87 % (10,4 %).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 2,9$ °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,13).

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 28,5 МВА и превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3 в ПАР отключения трансформатора Т-2 на величину до 57,67 %. В ПАР отключения трансформатора Т-3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2, с учетом возможности перевода нагрузки, не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 91,2 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,003 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,8 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 34,5 + 4,8 + 0 - 6 = 33,3 \text{ МВА.}$$

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 МВА превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего

трансформатора Т-2 (Т-3) ПС 110 кВ Чалтырь, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-3 (Т-2), на величину до 6,56 % (84,23 %) (без ТП превышение $S_{\text{дн}}$ Т-2 отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чалтырь ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 (Т-3) на ПС 110 кВ Чалтырь расчетный объем ГАО составит 15,23 (2,05) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-2 и Т-3 на трансформаторы мощностью не менее 33,3 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-2 1×25 МВА и Т-3 1×16 МВА на 2×40 МВА.

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

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 ПАО «Россети Юг»

Рассмотрено предложение ПАО «Россети Юг» по переводу ПС 35 кВ АС8 на напряжение 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В настоящее время на ПС 35 кВ АС8 установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый (года ввода – 1951 и 1967). Принципиальная схема сети 35 кВ и выше, прилегающей к ПС 35 кВ АС8, представлена на рисунке 5.

В таблице 15 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по ПС 35 кВ АС8, ПС 110 кВ АС11, в таблице 16 приведены данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов, в таблице 17 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Рисунок 5 – Принципиальная существующая схема сети, прилегающей к ПС 35 кВ АС8

Таблица 15 – 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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 35 кВ АС8	35	Т-1	35/6	7,5	6,47	7,77	8,52	4,56	4,54	3,27	4,58	5,78	5,36	3,82	1,3
			Т-2	35/6	7,5	0,00	0,00	0,00	4,82	3,49	0,00	0,00	0,00	0,00	4,76	
2	ПС 110 кВ АС11	110	Т-1	110/35/10	16	13,30	15,55	18,07	20,15	16,73	6,62	9,57	11,96	12,93	17,53	0,9
			Т-2	110/35/10	16	1,21	0,85	0,96	1,12	1,16	3,73	2,16	1,01	0,80	1,70	

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{НВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 35 кВ АС8	Т-1	ТМ-7500/35/6	1951	92,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
		Т-2	ТМ-7500/35/6	1967	92,00	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ АС11	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	87,12	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1992	81,85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование 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 АС8	2023 / зима	9,38	ПС 35 кВ АС8	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,98	0	–	0,2	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
2	ПС 110 кВ АС11	2023 / зима	21,27	ПС 110 кВ АС11	ООО «Мастер»	28.09.2023	61-1-22-00648381	2025	2,5	0	35	1,25	26,06	26,06	26,06	26,06	26,06	26,06
					ООО «Полиграф-Центр Юг»	04.03.2025	61-1-25-00802163	2026	1	0	10	0,2						
					ИП Сичинава Дина Динариковна	15.07.2024	61-1-24-00762231	2026	4,5	0	10	2,25						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	3,142	0	–	0,31						
				ПС 35 кВ АС8	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,98	0	–	0,2						
				ПС 35 кВ НГ7	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,797	0	–	0,08						
				ПС 35 кВ АС3	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,150	0	–	0,02						

ПС 110 кВ АС11.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 21,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 18,41 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,9^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,9 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составляет 20,37 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 13,4 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,069 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,79 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,27 + 4,79 + 0 - 0,9 = 25,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 0,9 МВА превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ АС1, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 40,04 % (без ТП превышение до 13,4 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС11 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС11 расчетный объем ГАО составит 7,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР возможно выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного возможно выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×40 МВА.

ПС 110 кВ АС8.

Согласно данным в таблицах 15, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 9,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 19,11 %.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [3], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 3,9^{\circ}\text{C}$ составляет 1,050 вне зависимости от $T_{\text{НВ}}$

(требования Приказа Минэнерго России № 81 [2] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА и напряжением ниже 110 кВ).

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 8,08 МВА и превышает $S_{\text{длн}}$ на величину до 2,6 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,98 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,22 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,38 + 0,22 + 0 - 1,3 = 8,3 \text{ МВА.}$$

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 $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 35 кВ АС8, оставшегося в работе после отключения трансформатора Т-2 (Т-1), на величину до 5,4 % (без ТП превышение до 2,6 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 35 кВ АС8 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 35 кВ АС8 расчетный объем ГАО составит 0,43 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР возможно выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,3 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 возможно выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×7,5 МВА на 2×10 МВА.

ВЛ 35 кВ АС11 – АС8.

На этапах 2023 и 2028 годов в ремонтной схеме ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего максимума и летнего максимума выявлено недопустимое снижение напряжения на ПС транзита ПС 110 кВ АС11 – ПС 35 кВ АС8 – ПС 35 кВ АС2 – ПС 110 кВ НЗБ и перегрузка ВЛ 35 кВ А11 – АС8 свыше АДТН.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2023 года расчетный объем ГАО составит 3 МВА.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2028 года расчетный объем ГАО составит 7 МВА.

ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2.

На этапах 2023 и 2028 годов в ремонтной схеме ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего максимума и летнего максимума выявлено недопустимое снижение напряжения на ПС транзита ПС 110 кВ АС11 – ПС 35 кВ АС8 – ПС 35 кВ АС2 –

ПС 110 кВ НЗБ и перегрузка ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2, ВЛ 35 кВ АС2 – АС3 свыше АДТН.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2023 года расчетный объем ГАО составит 4 МВА.

В случае аварийного отключения ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 в период зимнего (летнего) максимума на этапе 2028 года расчетный объем ГАО составит 8 МВА.

Схемно-режимные мероприятия не позволяют исключить выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС11, ПС 35 кВ АС8, отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 или ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 рассмотрены следующие варианты усиления сети:

- развитие электрической сети 35 кВ. Вариант предполагает замену трансформаторов на ПС 110 кВ АС11 (2×40 МВА) и ПС 35 кВ АС8 (2×10 МВА), реконструкцию ВЛ 35 кВ АС11 – АС8 с заменой провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13 км, реконструкцию ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с заменой провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 25,772 км, установку БСК на ПС 35 кВ АС8 (2×5 Мвар), установку БСК на ПС 35 кВ АС2 (12 Мвар), замену трансформаторов тока на ПС 110 кВ АС11, ПС 35 кВ АС8, ПС 35 кВ АС2, ПС 220 кВ НЗБ;

- развитие электрической сети 110 кВ. Вариант предполагает установку на ПС 35 кВ АС8 двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительством заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой на ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2×2 км.

Величина капитальных затрат в ценах на 01.01.2025 на реализацию варианта развития электрической сети 35 кВ составят 1161,244 млн руб., на реализацию варианта развития электрической сети 110 кВ – 481,303 млн руб.

На основании вышеизложенного для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ и строительством заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой на ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8.

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

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 Ростовской области, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Ростовской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы

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

В таблице 18 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Ростовской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Ростовской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Производство металлургическое	ООО «Новороссийский прокатный завод»	90,56	49,44	220 110	2026	ПС 500 кВ Шахты ПС 220 кВ Ш-50
2	Завод по производству аминокислот	АО «ДонБиоТех»	0,0	35,0	220	2025	РП 220 кВ Волгодонск Волгодонская ТЭЦ-2
3	Жилые комплексы	Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области	0,0	32,2	0,4	2026	ПС 110 кВ Новый Ростов
4	Увеличение мощности ПС 110 кВ Двойная тяговая	ОАО «РЖД»	10,0	29,7	110	2025	ПС 220 кВ Зимовники
5	Тепличный комплекс	ООО АПК «Сальский»	0,0	20,0	220	2025	ПС 220 кВ Сальская
6	Жилые комплексы	ООО Специализированный Застройщик «Галактика»	0,0	15,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2028	ПС 110 кВ Р35
7	Увеличение мощности ПС 110 кВ Зимовники тяговая	ОАО «РЖД»	10,0	15,0	110	2025	ПС 220 кВ Зимовники
8	Электроснабжение нефтепровода	АО «Черномортранс-нефть»	0,0	12,4	220	2025	ПС 500 кВ Шахты ПС 220 кВ Донецкая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Авиастроительная компания	ПАО «Роствертол»	0,0	12,0	110	2025	ПС 110 кВ РСМ
10	Жилые комплексы	АО «Региональная корпорация развития»	0,0	10,7	10	2026	ПС 110 кВ Р32

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области на период 2026–2031 годов представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20909	21533	21898	22346	22575	22872	23279
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	624	365	448	229	297	407
Годовой темп прироста, %	–	2,98	1,70	2,05	1,02	1,32	1,78

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ростовской области прогнозируется на уровне 23279 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,55 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 624 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 2,98 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 229 млн кВт·ч или 1,02 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием предприятий обрабатывающих производств;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- строительством завода по производству аминокислот АО «ДонБиоТех»;
- ростом объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3310	3359	3408	3433	3458	3495	3517
Абсолютный прирост максимума потребления мощности в зимний период, МВт	–	49	49	25	25	37	22
Годовой темп прироста, %	–	1,48	1,46	0,73	0,73	1,07	0,63
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6317	6411	6425	6509	6528	6544	6619

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2031 году прогнозируется на уровне 3517 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,91 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026–2027 годах и составит по 49 МВт, что соответствует годовым темпам прироста 1,48 % и 1,46 % соответственно; наименьший – 22 МВт или 0,63 % в 2031 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы достаточно плотный. Число часов использования максимума потребления мощности к 2031 году прогнозируется на уровне 6619 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 7.



Рисунок 7 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2026–2031 годов составляют 540 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Ростовской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	–	540	–	–	–	540
ТЭС	–	–	–	540	–	–	–	540

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 844 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Ростовской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	92,5	664	87,5	–	–	844
ТЭС	–	–	–	489	–	–	–	489
ВЭС	–	–	92,5	175	87,5	–	–	355

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 355 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2031 году составит 8139,9 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ростовской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена в таблице 23. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области представлена на рисунке 8.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	7835,9	7835,9	7928,4	8052,4	8139,9	8139,9	8139,9
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2945,2	2945,2	2945,2	2894,2	2894,2	2894,2	2894,2
ВЭС	607,3	607,3	699,8	874,8	962,3	962,3	962,3

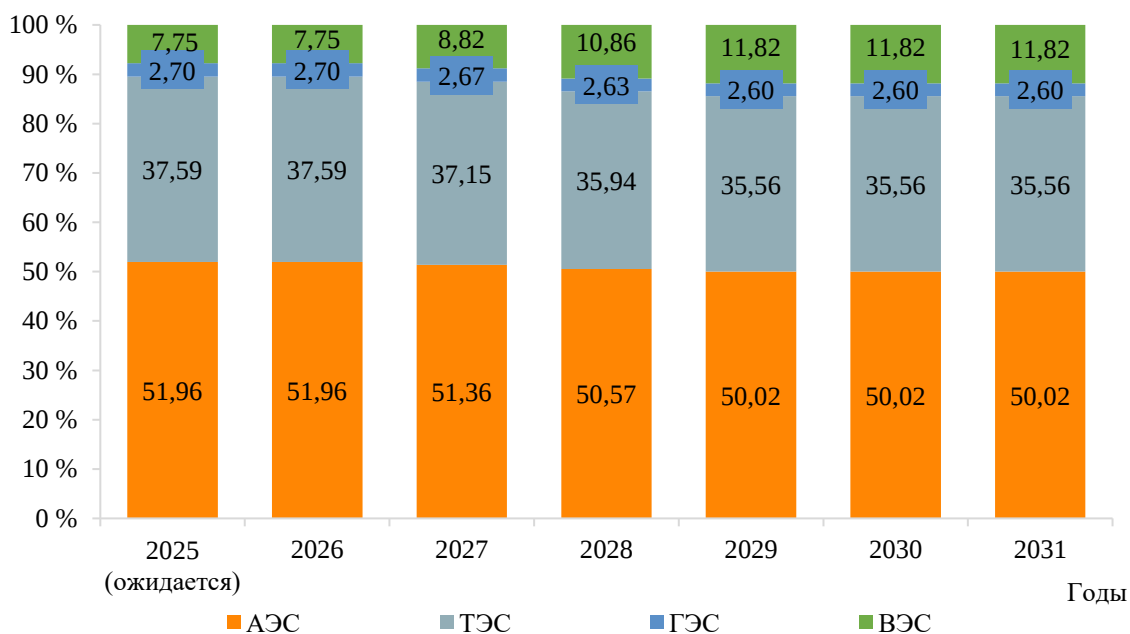


Рисунок 8 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ростовской области 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 24.

Таблица 24 – 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 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ¹⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области
3	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 500 кВ Ростовская устройств: – АОПО АТГ-1; – АОПО АТГ-3	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Модернизация на ПС 500 кВ Шахты устройств: – АОПО АТ-3; – АОПО АТ-4	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Создание на ПС 500 кВ Шахты АОПО ВЛ 220 кВ Шахты – III-50	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км ²⁾	ПАО «Россети»	220	км	90	–	–	–	–	–	–	90	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	1,79	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	
13	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мастер»
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мастер»

Примечания

1 ¹⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

2 ²⁾ Мероприятие рекомендовано для исключения существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в Краснодарском крае по результатам технико-экономического обоснования.

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 Ростовской области

В таблице 25 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 Ростовской области.

Таблица 25 – 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 Ростовской области

№ 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	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	3×167	–	–	–	–	501	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10	31
2	Реконструкция ПС 110 кВ Сальская тяговая с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40				
3	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «ДонБио-Тех»	220	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ДонБиоТех»	АО «ДонБио-Тех»	–	35
4	Строительство ПС 220 кВ Зверево с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Черномор транснефть»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Черномортранснефть»	АО «Черномор-транснефть»	–	12,432
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Шахты – Донецкая на ПС 220 кВ Зверево ориентировочной протяженностью 1,7 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×1,7	–	–	–	–	–	–	3,4				
6	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	–	39	–	–	–	–	–	39	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области	Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области	–	32,16814
7	Реконструкция ПС 220 кВ Печная с установкой трансформатора Т2 220/35 кВ мощностью 160/250 МВА и установкой СТК 35 кВ мощностью 160 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×160/250	–	–	–	–	–	160/250	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Новороссийский прокатный завод»	ООО «Новорос-сийский прокатный завод»	90,6	49,44
8	Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с одним трансформатором 110 кВ мощностью 25 МВА	ООО «АПК «Сальский»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АПК «Сальский»	ООО «АПК «Сальский»	–	20
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский	ООО «АПК «Сальский»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
10	Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная с двумя трансформаторами 110/6,6/6,3 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	–	9,84
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
12	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
13	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ расчетной мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Манукян Гурген Тигранович	ИП Манукян Гурген Тигранович	–	2
14	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Роствертол»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Роствертол»	ПАО «Роствертол»	–	12
15	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь и ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь до ПС 110 кВ Заявителя	ПАО «Роствертол»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
16	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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 ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.	ООО «АДВА»	–	4
													2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «АДВА», ООО «Евродом Групп»	ООО «Евродом Групп»	–	3
17	Строительство ПС 110 кВ Чистый город с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	–	4,95
18	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Синявская – Самбек до границы земельного участка заявителя	ПАО «Россети Юг»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
19	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ и заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на трансформаторы большей мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мастер»	ООО «Мастер»	–	2,5
20	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 до ПС 110 кВ АС8 ²⁾	ПАО «Россети Юг»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				
21	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ АС8 ²⁾	ПАО «Россети Юг»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
22	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы расчетной мощности	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.	ООО «ЕВРОПОЛИ-МЕР»	0,6	3
													2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	ИП Исаев Алексей Вячеславович	–	4,95
													3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЕВРОПОЛИМЕР», ИП Исаев Алексей Вячеславович, ООО «СК «Эверест»	ООО «СК «Эверест»	–	3,032
23	Реконструкция ПС 110 кВ Двойная тяговая с заменой трансформаторов 115/27,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 115/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10	29,72
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ НЗБ – НГ5 с отпайками на участке от ПС 220 кВ НЗБ до отпайки на ПС 110 кВ АС11 с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 11,6 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	11,6	–	–	–	–	–	11,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Региональная корпорация развития»	АО «Региональ-ная корпорация развития»	–	10,74
25	Строительство РУ 110 кВ Вербной ВЭС с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Ветро-энергетическая отдельная генерирующая Компания-3»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение выдачи мощности Вербной ВЭС	АО «Ветро-энергетическая отдельная генерирующая Компания-3»	–	92,5
26	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Б11 – Милютинская до РУ 110 кВ Вербной ВЭС ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	–	1×0,2	–	–	–	–	0,2				

Примечания

1 ¹⁾ В технических условиях на технологическое присоединение указана необходимость замены существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана предварительно, уточняется проектом.

2 ²⁾ В рамках раздела «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», а так же в соответствии с предложениями по развитию электрических сетей ПАО «Россети Юг» к СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы, присоединение вновь сооружаемого РУ 110 кВ ПС 35 (110) кВ АС8 к электрической сети 110 кВ рекомендуется выполнить посредством строительства заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой ПС Парковая.

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

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

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 26.

Таблица 26 – 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 Центральная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	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 Цимлянская 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ш9 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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	ПАО «Россети Юг»	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 потребителей ООО «АДВА», ООО «Евродом Групп»
5	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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 потребителей ООО «ЕВРОПОЛИМЕР», ИП Исаев Алексей Вячеславович, ООО «СК «Эверест»
6	Реконструкция ПС 110 кВ АС4 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
7	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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
8	Реконструкция ПС 110 кВ Р19 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение прогнозируемых 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	
9	Реконструкция ПС 110 кВ Р24 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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 Р33 с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
11	Реконструкция ПС 110 кВ Р7 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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
13	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
		ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
14	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мастер»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 4. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мастер»

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 27 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 27 – 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 220 кВ Северской ВЭС с установкой трансформаторов Т-1 220/35 кВ мощностью 160 МВА и Т-2 220/35 кВ мощностью 125 МВА	220	МВА	–	–	–	1×160 1×125	–	–	–	285	Северская ВЭС	ПАО «Форвард Энерго», ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ», ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	262,5
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Шахты – Б-10 на РУ 220 кВ Северской ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	2			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Ростовской области, 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 23.12.2024 № 38@ инвестиционной программы ПАО «Россети Юг» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг», утвержденную приказом Минэнерго России от 08.12.2023 № 13@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 30.04.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

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 Ростовской области по годам представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Ростовской области (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	1010,37	6671,32	5103,02	4127,32	2773,14	1873,56	1948,50	23507,23

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В субъектах Российской Федерации – Ростовской области, Республика Калмыкия (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительными органами власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов с 2025 года будут приниматься единые решения по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии.

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 [8] 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 13 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 65 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах) и АО «Донэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 23 % в суммарной НВВ сетевых организаций в рассматриваемых субъектах).

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 [9].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем

¹ Постановления Региональной службы по тарифам Ростовской области от 25.11.2022 № 68/3 и от 06.12.2023 № 790.

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

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 29.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 29 – 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/ЕВITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	8 % – 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 постановлением Региональной службы по тарифам Ростовской области от 10.12.2024 № 627 «О корректировке единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Ростовской области и Республики Калмыкия на 2025 год» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в рассматриваемых субъектах, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых

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).

субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых субъектах, 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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – 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 %
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	1,5 %	1,1 %	1,9 %	0,9 %	0,8 %	1,8 %

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

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

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

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

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

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 31.

Таблица 31 – 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:	4179	4955	6478	5419	5506	5511
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)	1810	2290	1580	162	137	143
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4419	3647	8680	5395	6485	6897

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 32 и на рисунке 9.

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 32 – 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.	53,0	58,1	62,5	65,9	69,3	73,8
НВВ	млрд руб.	53,9	58,9	61,4	64,7	67,3	74,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,9	0,8	-1,1	-1,2	-2,0	0,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,83	4,15	4,39	4,58	4,79	5,01
Среднегодовой темп роста	%	–	108	106	104	104	105
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,90	4,21	4,31	4,50	4,65	5,02
Среднегодовой темп роста	%	–	108	102	104	103	108
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,06	0,06	-0,08	-0,08	-0,14	0,01

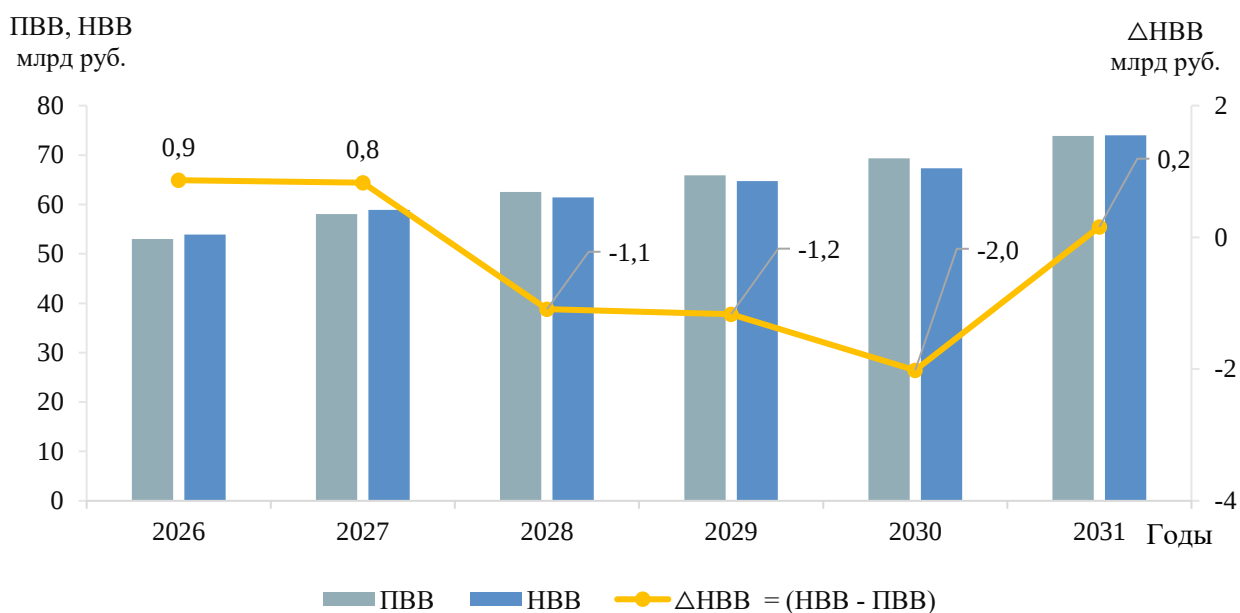


Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 32, 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 достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки на всем прогнозном периоде при снижении (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 Базовом и указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 1,7–62,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

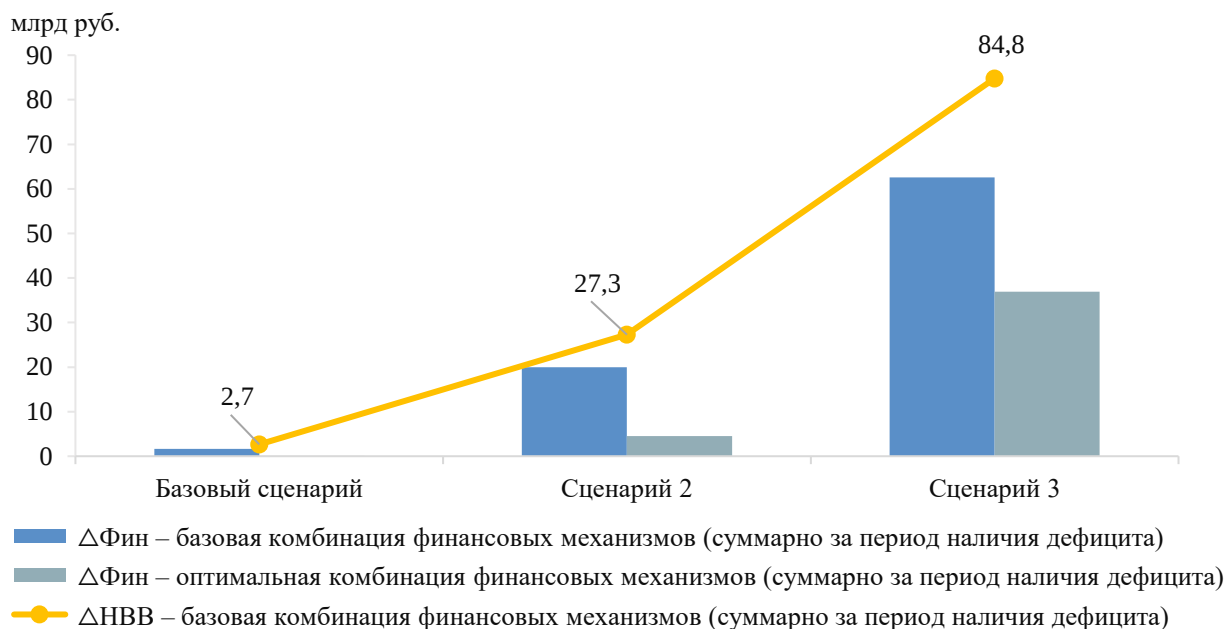


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории рассматриваемых субъектов

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	1 %	52 %	52 %

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	21 %	48 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	19 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии (таблица 33) 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 инвестиций при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Ростовской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ростовской области, 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 по энергосистеме Ростовской области оценивается в 2031 году в объеме 23279 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,55 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2031 году увеличится и составит 3517 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,91 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6411–6619 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2031 году составит 8139,9 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Ростовской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Ростовской области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 227,2 км, трансформаторной мощности 2620,3 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. 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).

7. 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).

8. 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).

9. 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 ¹⁾	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 Ростовской области													
Цимлянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			—									
		1	ПЛ-495-ВБ-660		50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
		2	ПЛ-30/877/В-660		52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	
		3	ПЛ-30/877/В-660		52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	
		4	ПЛ-30-В-660		52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	
		5	ПЛ-495-ВБ-225		4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	
Установленная мощность, всего		—	—		211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	211.5	
Ростовская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо									
		1	ВВЭР		1041.7	1041.7	1041.7	1041.7	1041.7	1041.7	1041.7	1041.7	
		2	ВВЭР-1000		1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	
		3	ВВЭР-1000		1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	
		4	ВВЭР		1030.3	1030.3	1030.3	1030.3	1030.3	1030.3	1030.3	1030.3	
Установленная мощность, всего		—	—	—	4071.9	4071.9	4071.9	4071.9	4071.9	4071.9	4071.9	4071.9	
Новочеркасская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут, уголь донецкий и кузнецкий									
		1	К-264(300)-240-2		264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	
		2	К-264(300)-240-2		264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0	
		3	К-270(300)-240-2		270.0	270.0	270.0	270.0					Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		4	К-270(300)-240-2		270.0	270.0	270.0	270.0					Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		5	К-270(300)-240-2		270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	
		6	К-290(310)-23,5-3		290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	
		7	К-300(325)-23,5		300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	
		9	К-330-23,5		330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0	
		—	ПГУ-324						324.0	324.0	324.0	324.0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		—	ПГУ-170						165.0	165.0	165.0	165.0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		—	—	—	2258.0	2258.0	2258.0	2258.0	2207.0	2207.0	2207.0	2207.0	
ТЭЦ Ростсельмашэнерго	ООО «Ростсельмашэнерго»			Газ, мазут									
		1	Р-6-18/5,5		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	
		2	JMS 320 GS-NL		1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	
Установленная мощность, всего		—	—	—	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	
Ростовская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПТ-100/110-12,8		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
		2	ПТ-100/110-12,8		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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								
Волгодонская ТЭЦ-2	ООО «Волгодонская тепловая генерация»			Газ, мазут									
		2	T-110/120-130-3		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	
		3	T-110/120-130-4		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	
		4	ПТ-140/165-130/15		140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	
Установленная мощность, всего		—	—	—	360.0	360.0	360.0	360.0	360.0	360.0	360.0	360.0	
Шахтинская ГТЭС	ООО «Шахтинская газотурбинная электростанция»			Газ									
		1, 2, 6	ПГУ		55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	
		5, 3, 4	ПГУ		41.8	41.8	41.8	41.8	41.8	41.8	41.8	41.8	
Установленная мощность, всего		—	—	—	96.9	96.9	96.9	96.9	96.9	96.9	96.9	96.9	
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009М		9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	
		2	ГТ-009М		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	
РК-3 ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»			Газ									
		1	GES-EH 1750 G		1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	
		2	GES-EH 1750 G		1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	
		3	GES-EH 1750 G		1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	
Установленная мощность, всего		—	—	—	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	
Азовская ВЭС	ООО «Энел Рус Винд Азов»			—									
		1–26	G132		90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	
Установленная мощность, всего		—	—		90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	90.1	
Марченковская ВЭС	АО «ВетроОГК»			—									
		1–8	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		9–16	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		17–24	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		25–32	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		33–40	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
		41–48	L100-2,5		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
Установленная мощность, всего		—	—		120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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								
Каменская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»			—									
		1	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		2	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		3	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		4	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		5	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		6	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		7	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		8	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		9	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		10	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		11	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		12	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		13	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		14	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		15	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		16	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		17	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		18	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		19	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		20	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		21	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		22	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		23	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		24	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		25	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		26	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
Установленная мощность, всего		—	—		98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	
Сулинская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФРВ»			—									
		1	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		2	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		3	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		4	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		5	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		6	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		7	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		8	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		9	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		10	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		11	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		12	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		13	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		14	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		15	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		16	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		17	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		18	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		19	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		20	Vestas V126-3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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									
		21	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
		22	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
		23	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
		24	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
		25	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
		26	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8		
Установленная мощность, всего		–	–		98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	
Гуковская ВЭС	ООО «Третий Ветропарк ФРВ»			–										
		1	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		2	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		3	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		4	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		5	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		6	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		7	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		8	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		9	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		10	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		11	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		12	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		13	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		14	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		15	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		16	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		17	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		18	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		19	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		20	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		21	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		22	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		23	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		24	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		25	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
		26	Vestas V126-3.8		3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
Установленная мощность, всего		–	–	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8	98.8		
Казачья ВЭС	ООО «Седьмой Ветропарк ФРВ»			–										
		1–4	Vestas V126-4.2		16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8		
		5–12	Vestas V126-4.2		33.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6		
		13–24	Vestas V126-4.2		50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4	50.4		
Установленная мощность, всего		–	–	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	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								
Северская ВЭС				–									
	ПАО «Форвард Энерго»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3230) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3232)						100.0	100.0	100.0	100.0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)							25.0	25.0	25.0	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701)						75.0	75.0	75.0	75.0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)							62.5	62.5	62.5	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего		–	–							175.0	262.5	262.5	262.5
Вербная ВЭС	АО «ВетроОГК-3»			–									
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1976) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1978)					92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

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 Ростовской области

№ 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	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 500 кВ Ростовская устройств: – АОПО АТГ-1; – АОПО АТГ-3	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,35	27,35
2	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) ⁴⁾	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2299,49	2299,49
3	Ростовской области	Ростовская область	Модернизация на ПС 500 кВ Шахты устройств: – АОПО АТ-3; – АОПО АТ-4	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	42,03	42,03
4	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 500 кВ Шахты АОПО ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	– ³⁾	Исключение существующих 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⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
5	Республики Адыгея и Краснодарског о 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
6	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1903,94	1903,94
7	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	ПАО «Россети»	–	х	–	–	–	х	–	–	–	х	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	47,59	47,59
8	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3825,03	3825,03
9	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	– ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3101,33	3101,33

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
10	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	494,38	494,38
11	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	405,38	405,38
12	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	727,36	727,36
				ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–			

№ 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				
13	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	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	1346,97	1275,14
14	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	455,94	455,94
15	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	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	152,99	152,99

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
16	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Цимлянская 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 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	354,56	354,56
17	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ш9 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	184,75	184,75
18	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС4 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	239,19	239,19

№ 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				
19	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р19 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	466,64	466,64
20	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р24 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	455,94	455,94
21	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	455,94	455,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
22	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р7 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	940,76	940,76
23	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	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	369,51	369,51
24	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	100,72	100,72

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планиру- емый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
25	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	1,79	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	126,10	126,10
26	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,09	3,09
27	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	1438,72	1438,72

№ 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				
28	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ AC15 – AC6 с отпайкой ПС Парковая на ПС 110 кВ AC8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	90,45	90,45

Примечания

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

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

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

4 ⁴⁾ Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.