

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА АСТРАХАНСКОЙ 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	8
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
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	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
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	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
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	22
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	22
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	22
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	22
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	22

2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	23
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	25
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	25
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	27
3.3	Прогноз потребления мощности.....	28
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	29
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	32
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	32
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 Астраханской области.....	32
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34
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	36
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	38
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	43
7.1	Основные подходы.....	43
7.2	Исходные допущения.....	44
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	47
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	48

7.4 Оценка чувствительности экономических условий.....	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	53
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	55
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	59

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
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
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТМ	–	телемеханика
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 Астраханской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Астраханской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ и обслуживает территорию Астраханской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Волго-Донское ПМЭС осуществляет эксплуатацию электрических сетей напряжением 220 кВ;

– филиал ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго» осуществляет эксплуатацию электрических сетей напряжением до 110 кВ включительно.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Астраханской области связана с энергосистемами:

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Республики Казахстан (Западный РДЦ): ВЛ 110 кВ – 3 шт., (Актюбинский РДЦ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Астраханской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	126,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р»	39,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области на 01.01.2024 составила 1369,2 МВт, в том числе: ТЭС – 744,0 МВт, ВЭС – 340,2 МВт, СЭС – 285,0 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 Астраханской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1369,2	–	–	–	–	1369,2
ТЭС	744,0	–	–	–	–	744,0
ВЭС	340,2	–	–	–	–	340,2
СЭС	285,0	–	–	–	–	285,0

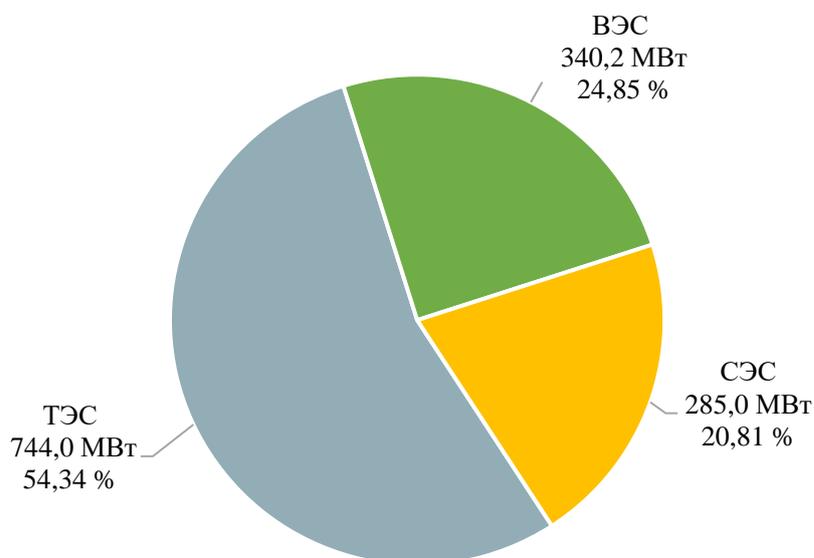


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Астраханской области в 2023 году составило 4014,6 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 2663,9 млн кВт·ч, ВЭС – 969,2 млн кВт·ч, СЭС – 381,6 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Астраханской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	4106,0	4140,8	4087,0	4198,7	4014,6
ТЭС	3833,3	3738,7	3475,3	2870,6	2663,9
ВЭС	–	–	236,6	955,3	969,2
СЭС	272,6	402,2	375,1	372,9	381,6

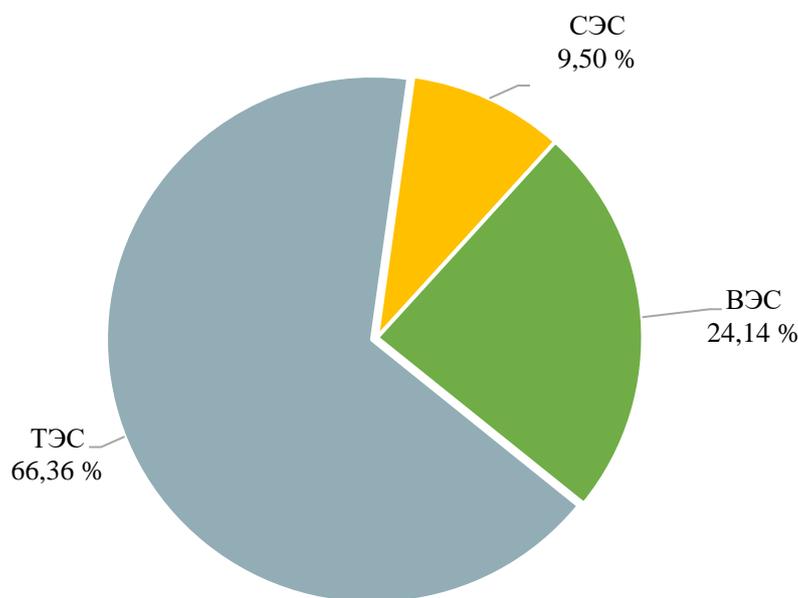


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Астраханской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4286	4169	4231	4237	4394
Годовой темп прироста, %	-3,12	-2,73	1,49	0,14	3,71
Максимум потребления мощности, МВт	691	704	722	698	771
Годовой темп прироста, %	-7,62	1,88	2,57	-3,34	10,05
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6203	5922	5859	6070	5699
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	04.02 09:00	25.12 09:00	21.07 14:00	09.12 09:00	08.08 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,1	-12,3	33,0	-7,1	30,8

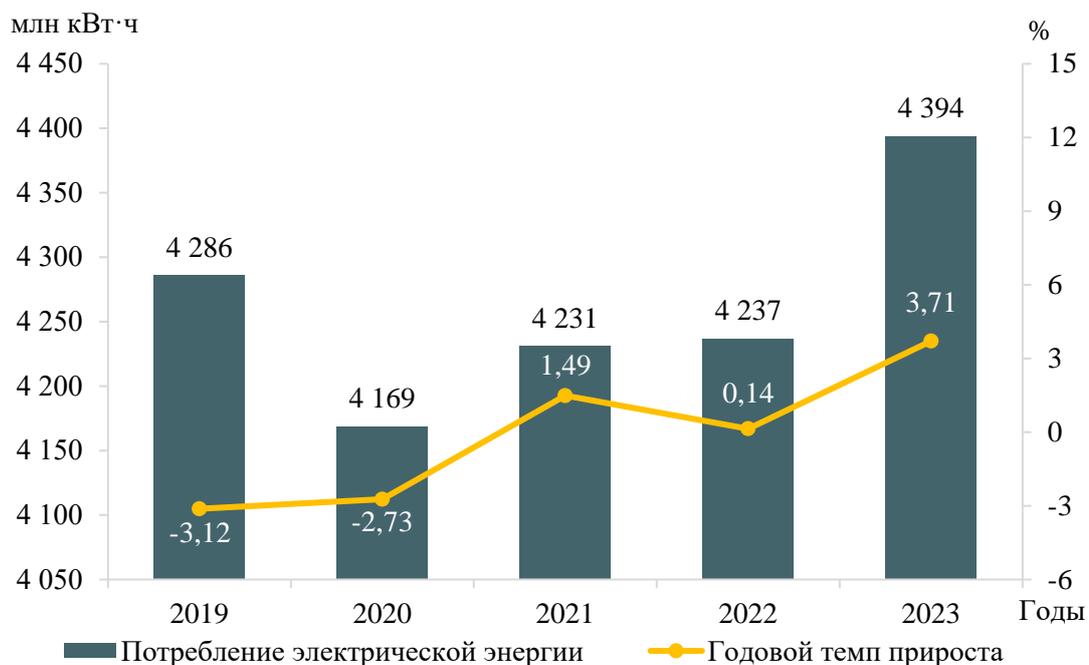


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

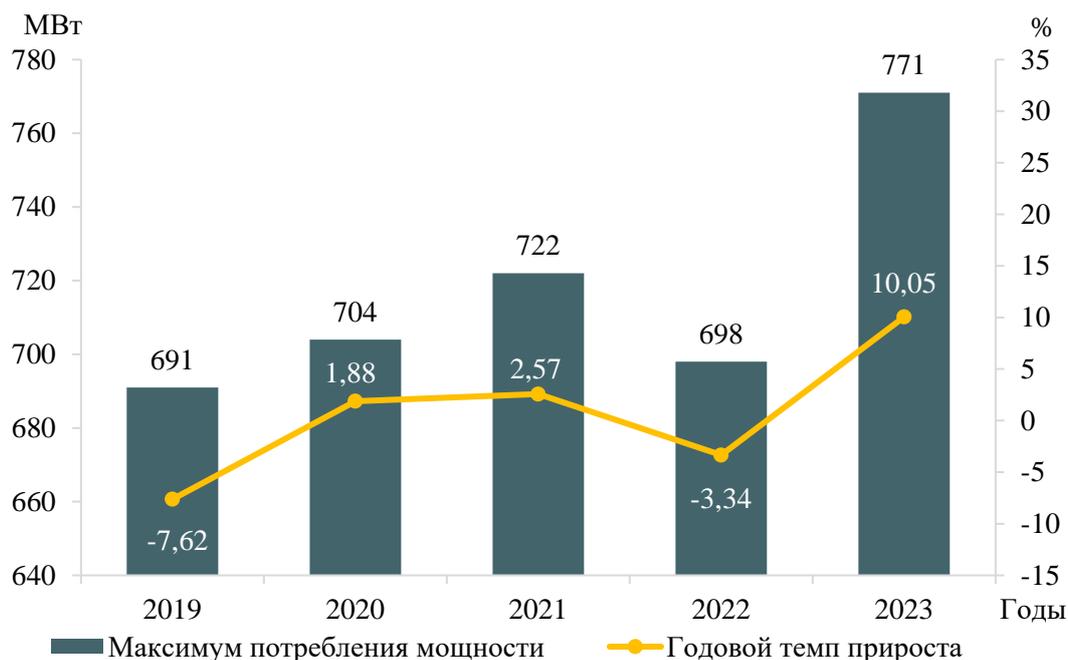


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области снизилось на 30 млн кВт·ч и составило в 2023 году 4394 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,71 % в 2023 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 3,12 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области увеличился на 23 МВт и составил 771 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,61 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,05 % в 2023 году; наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило 7,62 %, что было обусловлено более теплой зимой. Следует отметить, что в 2021 и 2023 годах годовой максимум зафиксирован в дневные часы летнего периода при ТНВ равной или близкой значению обеспеченности 0,98 % по данным Свода правил «Строительная климатология» [1]. Летний максимум превысил максимум потребления мощности в зимний период соответственно на 7 и 22 МВт.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области был зафиксирован в 2012 году в размере 806 МВт.

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

- ростом потребления в сфере услуг;
- увеличением потребления на трубопроводном транспорте;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- в 2-х годах базового периода зафиксировано прохождение годового максимального потребления мощности в летний период, как и в других крупных энергосистемах ОЭС Юга;
- разнонаправленными тенденциями потребления ООО «Газпром переработка»-Астраханский ГПЗ;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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 Астраханской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Астраханской 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 отпайки на Ахтубинскую СЭС от ВЛ 110 кВ Пироговка – Рождественка с образованием ВЛ 110 кВ Пироговка – Рождественка с отпайкой на Ахтубинскую СЭС	ПАО «Россети Юг»	2019	0,4 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Аэродромная от ВЛ 110 кВ Рассвет – Резиновая с отпайкой на ПС Стройиндустрия (ВЛ 110 кВ 121) с образованием КВЛ 110 кВ Рассвет – Резиновая с отпайками (КВЛ 110 кВ 121)	ПАО «Россети Юг»	2019	5,88 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Аэродромная от КВЛ 110 кВ Рассвет – Лесная с отпайками	ПАО «Россети Юг»	2019	5,85 км
4	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Баррикадная – Борзая	ООО «ТК «КЕДР»	2021	2,335 км
5	220 кВ	Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Южная – Чёрный Яр №2 на ПС 220 кВ Зубовка с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка и ВЛ 220 кВ Чёрный Яр – Зубовка	ПАО «Россети»	2021	2×5,14 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аэродромная	Филиал «Северо-Кавказский» АО «Оборонэнерго»	2019	2×25 МВА
2	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Владимировка	ПАО «Россети»	2021	2×25 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Борзая	ООО «ТК «КЕДР»	2021	1×25 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Зубовка	ПАО «Россети»	2021	2×200 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 Астраханской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	5,4
	19.06.2019	27,9
2020	16.12.2020	-2,3
	17.06.2020	26,7
2021	15.12.2021	1,8
	16.06.2021	27,4
2022	21.12.2022	-3,1
	15.06.2022	25,4
2023	20.12.2023	3,8
	21.06.2023	23,3

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], 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 8 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Окрасочная	110/6	T-1	110/6	10	5,8	6,9	7,6	6,0	4,6	5,8	5,0	5,5	4,6	1,2	0
			T-2	110/6	10	2,5	3,8	1,9	3,0	1,7	3,5	1,9	3,4	3,8	3,9	0
2	ПС 110 кВ Оля	110/10	T-1	110/10	6,3	0	0,4	0	2,2	1,2	0	0	1,2	0,8	0,77	0
			T-2	110/10	6,3	0,5	0	1,5	0	1,2	0,9	0,1	0	1,2	1,13	0
3	ПС 110 кВ Хошеутово	110/35/10	T-1	110/35/10	10	1,3	1,9	1,8	2	1,8	2,6	1,5	1,2	1,5	1,13	0
4	ПС 110 кВ Красный Яр	110/35/10	T-1	110/35/10	10	2,3	2,6	2,4	2,8	2,3	1,8	1,7	2,1	1,6	1,59	0
			T-2	110/35/10	10	5,2	5,7	5,2	5,7	4,7	4,1	3,7	4,2	3,2	3,08	0

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Окрасочная	T-1	ТДН-10000/110-70У1	1979	83,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-70У1	1979	82,56	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Оля	T-1	ТМ-6300/110	1967	80,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110	1976	87,88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Хошеутово	T-1	ТДТН-10000/110-76У1	1986	86,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Красный Яр	T-1	ТДТН-10000/110	1977	91,63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМТН-10000/110-66	1986	94,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Окрасочная	2020 / зима	10,7	ПС 110 кВ Окрасочная	Управление по капитальному строительству администрации муниципального образования «Город Астрахань»	16.06.2022	30-1-21-00585275	2024	0,734	0	6	0,147	11,046	11,046	11,046	11,046	11,046	11,046
													ТУ для ТП менее 670 кВт (98 шт.)	2024	1,4	0	–	0,140
													ТУ для ТП менее 670 кВт (27 шт.)	2025	0,373	0	–	0,037
2	ПС 110 кВ Оля	2023 / зима	2,4	ПС 110 кВ Оля	Акционерное общество «Особая экономическая зона «Лотос»	07.12.2021	30-1-21-00580093	2024	5,5	0	10	2,2	4,797	4,797	4,797	4,797	4,797	4,797
													ТУ для ТП менее 670 кВт (6 шт.)	2024	0,245	0	–	0,025
													ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)	2025	0,019	0	–	0,002
3	ПС 110 кВ Хошеутово	2019 / лето	2,6	ПС 110 кВ Хошеутово	Общество с ограниченной ответственностью «Агропромышленный комплекс Астраханский»	03.03.2023	30-1-22-00683631	2024	7,5	6	35	1,35	4,074	4,074	4,074	4,074	4,074	4,074
													ТУ для ТП менее 670 кВт (5 шт.)	2024	0,215	0,029	–	0,019

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
4	ПС 110 кВ Красный Яр	2022 / зима	8,5	ПС 110 кВ Красный Яр	Отдел капитального строительства, коммунального и дорожного хозяйства администрации муниципального образования «Красноярский район»	05.06.2018	30-1-17-00345721	2024	1,5	0	10	0,6	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
					ООО «ТОМАРИНА»	28.02.2024	30-1-24-00739575	2025	4	0	10	2,8						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (68 шт.)			2024	1,364	0,088	–	0,128						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (3 шт.)			2025	0,025	0	–	0,003						
					ТУ для ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2026	0,005	0	–	0,001						

ПС 110 кВ Окрасочная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 10,7 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 92,1 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,507 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,346 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,7 + 0,346 + 0 - 0 = 11,046 \text{ МВА.}$$

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

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2019 года и составившей 9,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает $S_{\text{ддн}}$ на величину до 0,1 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+27,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,929.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,3 + 0,346 + 0 - 0 = 9,646 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Окрасочная, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 3,8 % (без ТП превышение до 0,1 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Окрасочная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Окрасочная расчетный объем ГАО составит 0,352 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 9,646 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Оля.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 2,4 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 33,9 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,123.

Фактическая максимальная летняя нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 2,0 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 33,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +25,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,951.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,764 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,397 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

В зимний период:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,4 + 2,397 + 0 - 0 = 4,797 \text{ МВА.}$$

В летний период:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,0 + 2,397 + 0 - 0 = 4,397 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Оля, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) (в зимний период), и составляет 67,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

Суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Оля, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1) (в летний период), и составляет 73,4 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Оля с заменой существующих силовых трансформаторов 2×6,3 МВА на 2×10 МВА).

ПС 110 кВ Хошеутово.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 2,6 МВА. Нагрузка единственного трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Хошеутово не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 28 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +27,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,929.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,686 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,474 МВА).

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,6 + 1,474 + 0 - 0 = 4,074 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, единственного трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Хошеутово и составляет 43,8 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Хошеутово с заменой существующего силового трансформатора 1×10 МВА на 1×16 МВА и установкой второго трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА).

ПС 110 кВ Красный Яр.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{длн}$ и составляет 72,9 % от $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,166.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,806 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,8 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 8,5 + 3,8 + 0 - 0 = 12,3 \text{ МВА.}$$

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

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красный Яр ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красный Яр расчетный объем ГАО составит 0,645 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,3 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

Предложения от сетевых организаций на территории Астраханской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Астраханской 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

Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Астраханской области для обеспечения прогнозного потребления электрической мощности приведен в 2.4.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Астраханской области приведен в таблице 11.
Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Астраханской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Владимирка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	2×125 МВА	2028	ПАО «Россети»
		2×25 МВА		
		1,3 км		
		1×27,3 Мвар		

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также

объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы Астраханской области с учетом высокой аварийности и возможного останова генерирующего оборудования Астраханской ПГУ-235 и Астраханской ГРЭС выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Астрахань», включающий в себя ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка № 1, ВЛ 220 кВ Трубная – Владимировка №2, ВЛ 220 кВ Георгиевская – Черный Яр, ВЛ 220 кВ Черный Яр – Зубовка, ВЛ 110 кВ Колобовка – Капустин Яр (ВЛ 110 кВ № 297), ВЛ 110 кВ Солодники – Райгород-2 с отпайкой на ПС Ушаковка (ВЛ 110 кВ № 320).

С учетом повышенной фактической аварийности генерирующего оборудования, в том числе из-за его останова по причине невозможности обеспечения требований к эксплуатации, при формировании баланса мощности энергосистемы Астраханской области за КС «Волгоград – Астрахань» учтена аварийность Астраханской ПГУ-235 в объеме 235 МВт и Астраханской ГРЭС в объеме 121 МВт, при установленной мощности 235 МВт и 121 МВт соответственно.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Астраханской области за КС «Волгоград-Астрахань» приведены в таблице 12

Таблица 12 – Баланс мощности Астраханской области за КС «Волгоград – Астрахань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребность в мощности энергосистемы Астраханской области	771	771	790	790	790	790
в том числе переток мощности в энергосистемы Республики Калмыкия и Республики Казахстан	17	17	17	17	17	17
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций, в том числе:	393	393	393	278	278	278
Астраханская ТЭЦ-2	276	276	276	276	276	276
Астраханская ПГУ-235 ПГУ-1	0	0	0	0	0	0
Астраханская ПГУ-235 ПГУ-2	115	115	115	0	0	0
Астраханская ГРЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-Северная	2	2	2	2	2	2
СЭС/ВЭС	0	0	0	0	0	0
Пропускная способность КС «Волгоград-Астрахань»	480	480	480	480	480	480
Пропускная способность КС «Волгоград-Астрахань» в единичной ремонтной схеме (при отключении АТ-1 ПС 500 кВ Георгиевская с включением СВЭ 220 кВ, отключен ВЭ 110 кВ АТ-2 на ПС 220 кВ Газовая)	390	390	390	390	390	390

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме	102	102	83	-32	-32	-32
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении АТ-1 ПС 500 кВ Георгиевская с включением СВЭ 220 кВ, отключен ВЭ 110 кВ АТ-2 на ПС 220 кВ Газовая)	12	12	-7	-122	-122	-122

Анализ баланса мощности Астраханской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей, а также рисков останова генерирующего оборудования Астраханской ПГУ-235 и Астраханской ГРЭС прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в КС «Волгоград – Астрахань» в нормальной схеме на уровне 32 МВт и в ремонтной схеме на уровне 7 – 122 МВт для периода экстремально высоких температур.

В целях исключения перспективного дефицита энергосистемы Астраханской области для увеличения пропускной способности КС «Волгоград – Астрахань» предусматривается мероприятие по строительству ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 13 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Астраханской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Астраханской 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							
1	ООО «АЭК-Холдинг» (ПС 220 кВ Лотос)	ООО «АЭК-Холдинг»	0,0	80,0	220	2025	ПС 500 кВ Астрахань ПС 220 кВ Нефтепровод
Более 10 МВт							
2	АО «КТК-Р»	АО «КТК-Р»	0,0	21,0	110	2027	ПС 220 кВ Газовая
3	Объекты аэродрома «Приволжский»	Филиал ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ» – Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа	1,7	14,3	10	2025	ПС 110 кВ Аэродромная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4458	4504	4569	4644	4707	4758	4799
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	46	65	75	63	51	41
Годовой темп прироста, %	–	1,03	1,44	1,64	1,36	1,08	0,86

Потребление электрической энергии по энергосистеме Астраханской области прогнозируется на уровне 4799 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,27 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 75 млн кВт·ч или 1,64 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 41 млн кВт·ч или 0,86 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Астраханской области представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

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

- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе АО «КТК-Р»;
- развитием инфраструктуры аэродрома «Приволжский»;
- увеличением объемов жилищного строительства и инфраструктурных объектов.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	755	760	759	775	775	775	775
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	5	-1	16	0	0	0
Годовой темп прироста, %	–	0,66	-0,13	2,11	0,00	0,00	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5905	5926	6020	5992	6074	6139	6192

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2030 году прогнозируется на уровне 775 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,07 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 16 МВт или 2,11 %; в период 2028–2030 годах прирост мощности не планируется. Наименьшей прирост с отрицательным значением в размере 1 МВт или 0,13 % ожидается в 2026 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 6192 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

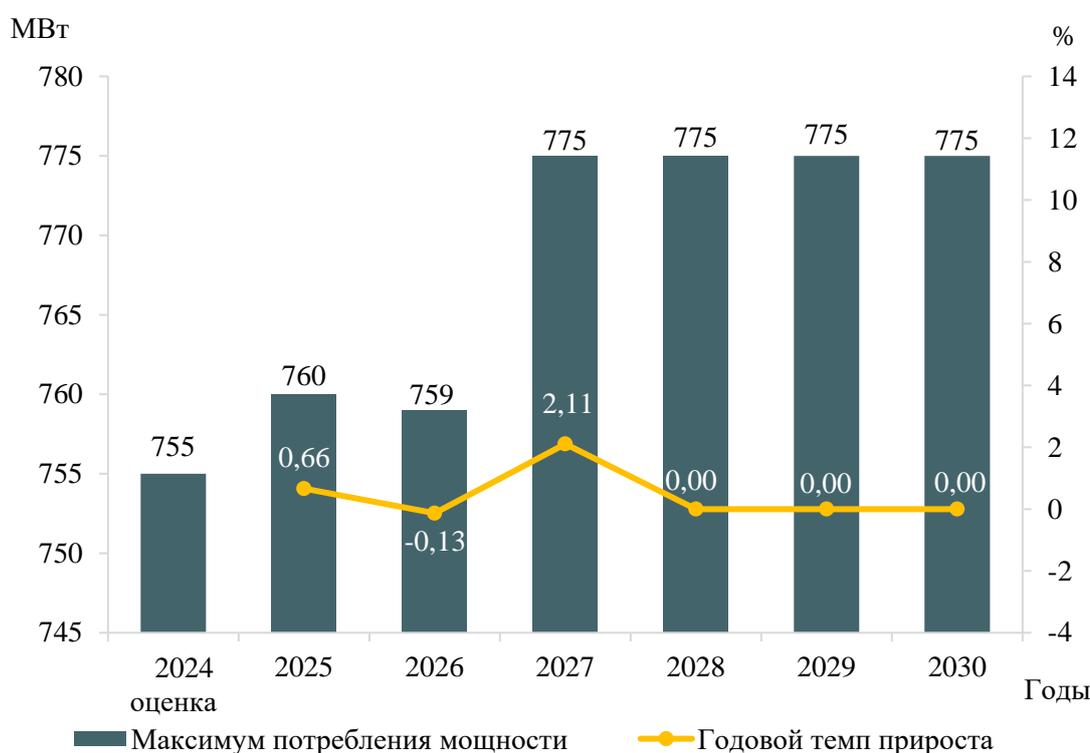


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области в 2024 году ожидаются в объеме 68,6 МВт на СЭС, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 507,5 МВт, в том числе ВЭС – 237,5 МВт, СЭС – 270 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Астраханской области в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	68,6	–	150,0	120,0	162,5	75,0	–	507,5
ВЭС	–	–	–	–	162,5	75,0	–	237,5
СЭС	68,6	–	150,0	120,0	–	–	–	270,0

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2025–2030 годов предусматривает строительство ВЭС в объеме 237,5 МВт, СЭС в объеме 270 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2030 году составит 1945,3 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Астраханской области по сравнению с отчетным годом доля ТЭС снизится с 54,34 % в 2023 году до 38,24 % в 2030 году, доля СЭС возрастет с 20,81 % до 32,06 %, доля ВЭС возрастет с 24,85 % до 29,70 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена на рисунке 7.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	1437,8	1437,8	1587,8	1707,8	1870,3	1945,3	1945,3
ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
ВЭС	340,2	340,2	340,2	340,2	502,7	577,7	577,7
СЭС	353,6	353,6	503,6	623,6	623,6	623,6	623,6

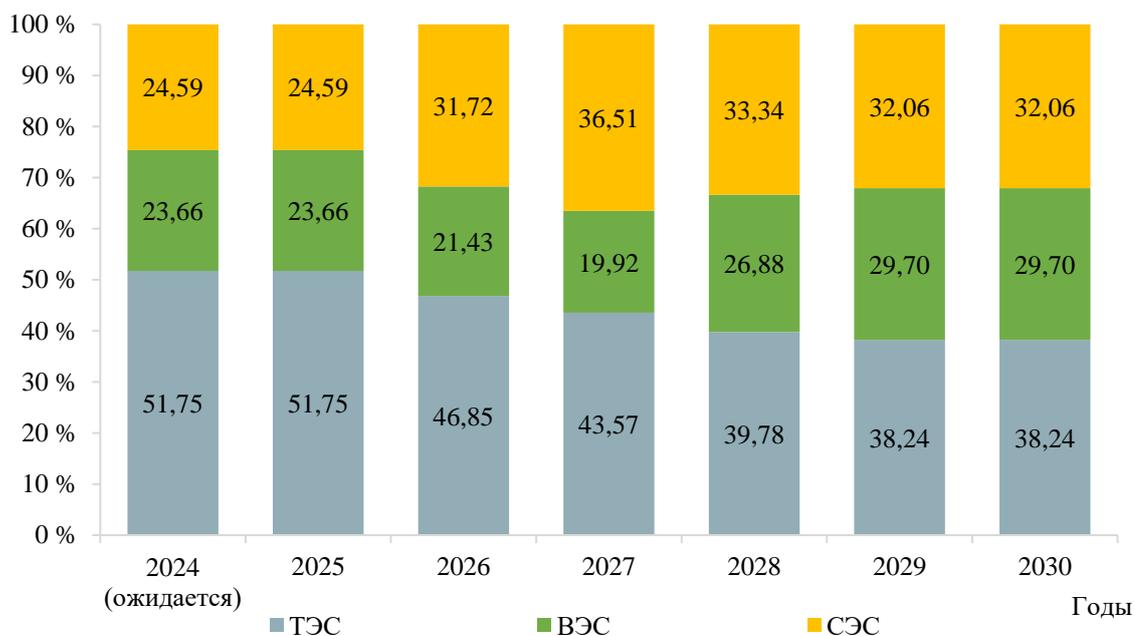


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Астраханской 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 2024–2030 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Астраханской области не требуются.

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

В таблице 18 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 Астраханской области.

Таблица 18 – 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 Астраханской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Обоснование	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «АЭК-Холдинг»	ООО «АЭК-Холдинг»	–	80
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ООО «АЭК-Холдинг»	220	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	–	1				
3	Строительство ПС 110 кВ А-НПС-4А с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	–	21
4	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Газовая – А-НПС-4А ориентировочной протяженностью 38 км каждая	АО «Каспийский трубопроводный Консорциум-Р»	110	км	–	–	–	2×38	–	–	–	–	76				
5	Строительство РУ 110 кВ Богдинской СЭС с установкой трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 62,9 МВА	ООО «Юнигрин Пауэр»	110	МВА	1×62,9	–	–	–	–	–	–	–	62,9	Обеспечение выдачи мощности Богдинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	68,6
6	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Владимировка – Верхний Баскунчак с отпайкой на ПС Кочевая (ВЛ 110 кВ 740) до РУ 110 кВ Богдинской СЭС проводом марки АС-120 ориентировочной протяженностью 0,65 км	ПАО «Россети Юг»	110	км	1×0,65	–	–	–	–	–	–	–	0,65				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	
		ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,3	–	–	1,3	
		ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	1×27,3	–	–	27,3	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км ¹⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	420	–	–	–	420	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

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 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 21 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 [2].

Таблица 21 – 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
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство РУ 220 кВ ВЭС с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 125 МВА каждый	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	ГТП GVIE2695 ГТП GVIE2700 ГТП GVIE2701 ГТП GVIE2696 ГТП GVIE2702 ГТП GVIE2714 ГТП GVIE2715 ГТП GVIE2716	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ», ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	237,5
2	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Харабали – Владимировка на ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км каждый	220	км	–	–	–	–	2×1	–	–	2			
3	Строительство РУ 220 кВ СЭС-1 с установкой двух трансформаторов 220 кВ мощностью 80 МВА каждый (2×80 МВА)	220	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	160	ГТП GVIE2885 ГТП GVIE2886 ГТП GVIE2892	ООО «Юнигрин Пауэр»	150
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Астрахань – Лиман на СЭС-1 ориентировочной протяженностью 1 км (2×1 км) проводом АС-300	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2			
5	Строительство РУ 220 кВ СЭС-2 с установкой двух трансформаторов 220 кВ мощностью 63 МВА каждый (2×63 МВА)	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	ГТП GVIE2912 ГТП GVIE2913	ООО «Юнигрин Пауэр»	120

№ 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
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024– 2030			
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Астрахань – Баррикадная I цепь на СЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км (2×1 км) проводом АС-300	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 Астраханской 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 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

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

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

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Астраханской области по годам представлены в таблице 22.

Таблица 22– Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Астраханской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	157	6370	7456	7553	7955	7566	7629	44687

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 [2].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской области 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 2024 год на территории Астраханской области осуществляют свою деятельность 6 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Юг» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 91 % в суммарной НВВ сетевых организаций Астраханской области).

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 Астраханской области 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 [2];

– 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 [2], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- 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 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для

¹ Постановление службы по тарифам Астраханской области от 28.12.2022 № 185.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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 $3,5 \times \text{ЕВITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 годов процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Постановлением службы по тарифам Астраханской области от 27.12.2023 № 159 «О внесении изменений в Постановление службы по тарифам Астраханской области от 28.11.2022 № 185» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Астраханской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем

категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Астраханской области, 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 Астраханской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Астраханской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на

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

момент разработки раздела) инвестиционной программы при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,8 %	0,5 %	0,5 %	1,3 %	1,1 %	0,9 %

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

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

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

- объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Астраханской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Астраханской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	701	580	620	500	500	500
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	139	146	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	413	1006	627	634	634	634

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской области 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 26 и на рисунке 8.

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

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	8,3	9,1	9,6	10,1	10,6	11,1
НВВ	млрд руб.	9,7	9,9	10,3	10,2	10,3	10,4
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	0,8	0,6	0,1	-0,3	-0,6
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,87	3,13	3,29	3,42	3,54	3,66
Среднегодовой темп роста	%	–	109	105	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,37	3,41	3,51	3,45	3,45	3,46
Среднегодовой темп роста	%	–	101	103	98	100	100

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,49	0,28	0,22	0,04	-0,08	-0,20

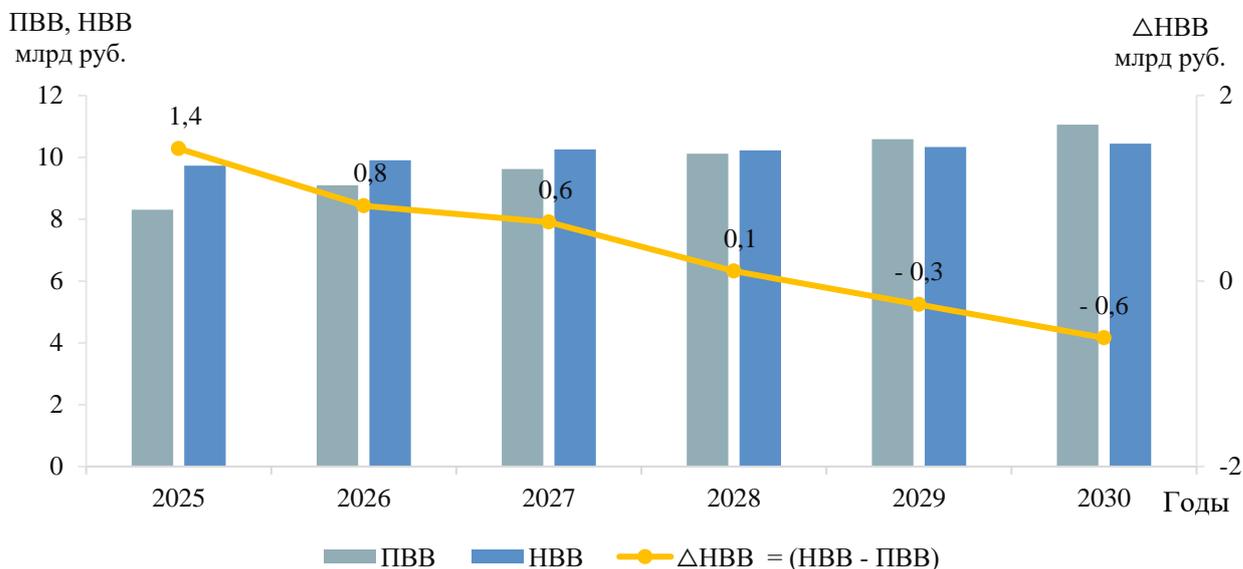


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Астраханской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Астраханской области 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 Астраханской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 годов составляет 4,8–11,9 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

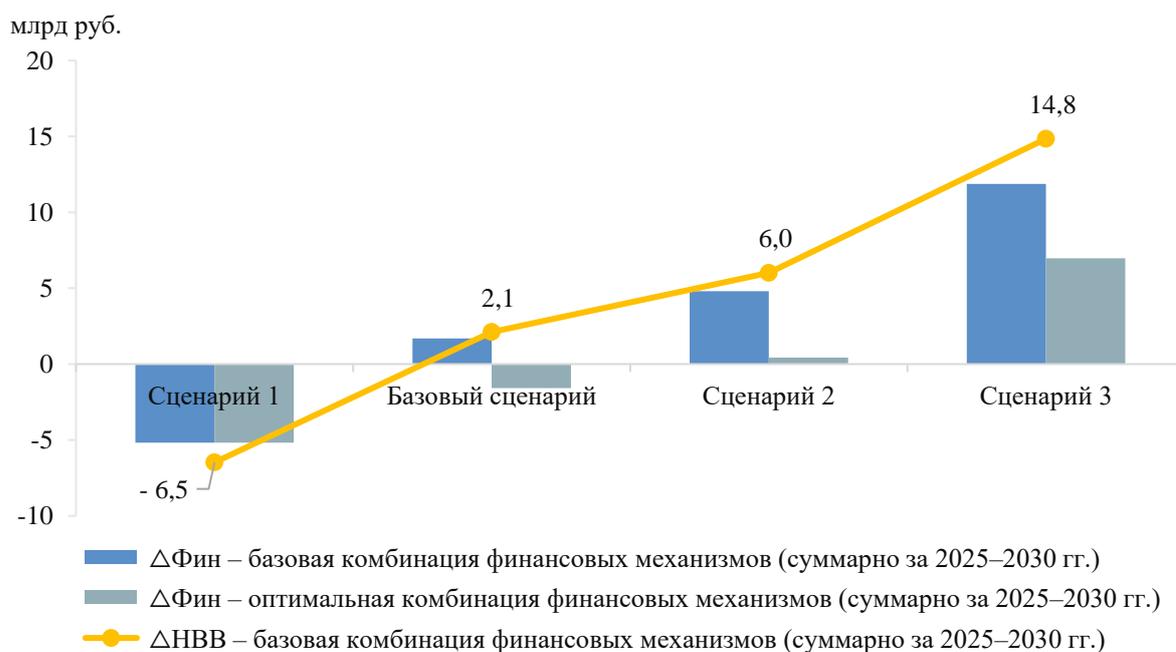


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Астраханской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период 2025–2030 годов)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	14 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	19 %	53 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 27). В сценарии 2 и наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Астраханской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Астраханской 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 Астраханской области оценивается в 2030 году в объеме 4799 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,27 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2030 году увеличится и составит 775 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,07 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии (3,56 %) и мощности (2,11 %) в энергосистеме Астраханской области прогнозируются в 2025 и 2027 годах соответственно.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5926–6192 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области в 2024 году ожидаются в объеме 68,6 МВт на СЭС, в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 507,5 МВт, в том числе: на ВЭС – 237,5 МВт, на СЭС – 270 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2030 году составит 1945,3 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 504,95 км, трансформаторной мощности 1160,9 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99* Строительная климатология : свод правил : издание официальное : утвержден Приказом М-ва строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 24 декабря 2020 г. № 859/пр : пересмотр СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» : дата введения 2021-06-25 / разработан Федеральным государственным бюджетным учреждением «Научно-исследовательский институт строительной физики Российской академии архитектуры и строительных наук» (НИИСФ РААСН) при участии Федерального государственного бюджетного учреждения «Главная геофизическая обсерватория имени А.И. Воейкова» (ФГБУ «ГГО»). – Москва : Минстрой России, 2020. – IV, 146 с. – Текст : непосредственный.

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

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

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: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

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: 29.11.2024).

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

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: 29.11.2024).

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 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Астраханской области													
Астраханская ГРЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Газ									
		1, 2, 3	ПГУ		121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	
Астраханская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Газ, мазут									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
		3	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
		4	Т-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	
ТЭЦ Северная	АО «ТЭЦ-Северная»			Газ, дизельное топливо									
		1	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		2	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		3	JMC 612 GS-N.LC		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Астраханская ПГУ-235	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Газ, дизельное топливо									
		4, 5, 6	ПГУ-1		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0
		1, 2, 3	ПГУ-2		117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0	117,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	
СЭС Тинаки	ООО «Энергоэффект ДБ»			–									
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Промстройматериалы	ООО «Сан Проджектс 2»			–									
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Енотаевская СЭС	ООО «Энергоэффект ДБ»			–									
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Заводская	ООО «Сан Проджектс»			–									
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
СЭС Нива	ООО «Грин Энерджи Рус»			–									
		–	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
СЭС Михайловская (диспетчерское название Водоотделительная СЭС)	ООО «Эко Энерджи Рус»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Фунтовская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	–	ФЭСМ	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Ахтубинская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	1 очередь	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Лиманская СЭС	ООО «Грин Энерджи Рус»	1 очередь	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
		2 очередь	ФЭСМ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0		
Октябрьская СЭС	ООО «ППК»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Песчаная СЭС	ООО «ШПК»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Окрасочная СЭС	ООО «Эко Энерджи Рус»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Холмская ВЭС	ООО «Одиннадцатый 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	33,6	
		13–21	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2		
Черноярская ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»	1–9	Vestas V126-4,2	–	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8		
Установленная мощность, всего		–	–		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8		
Старицкая ВЭС	ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»	1–12	Vestas V126-4,2	–	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		
Установленная мощность, всего		–	–		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		
Излучная ВЭС	ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»	1–12	Vestas V126-4,2	–	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4		
		13–21	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		–	–		88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Манланская ВЭС	ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»	1-9	Vestas V126-4,2	-	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8		
		10-18	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	
Установленная мощность, всего		-	-		75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	
ВЭС	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695, ГТП GVIE2700, ГТП GVIE2701, ГТП GVIE2696, ГТП GVIE2702)	-						162,5	162,5	162,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		-	-							162,5	162,5	162,5		
ВЭС		ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-		Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714, ГТП GVIE2715)	-						50,0	50,0	50,0
Установленная мощность, всего	-		-							50,0	50,0			
ГТП GVIE2716	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»		-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	-							25,0	25,0	25,0
Установленная мощность, всего		-	-							25,0	25,0			
Богдинская СЭС		ООО «Юнигрин Пауэр»	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)		-		68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6
Установленная мощность, всего	-		-		68,6		68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6		
ГТП GVIE2885	ООО «Юнигрин Пауэр»		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)	-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Установленная мощность, всего		-	-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
ГТП GVIE2886		ООО «Юнигрин Пауэр»	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)		-				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Установленная мощность, всего	-		-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
ГТП GVIE2892	ООО «Юнигрин Пауэр»		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Установленная мощность, всего		-	-					50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
ГТП GVIE2912		ООО «Юнигрин Пауэр»	-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2912)		-					60,0	60,0	60,0	60,0
Установленная мощность, всего	-		-						60,0	60,0	60,0	60,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования ¹⁾	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГТП GVIE2913	ООО «Юнигрин Пауэр»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2913)	–					60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–						60,0	60,0	60,0	60,0	

Примечание – ¹⁾ В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ 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 РФ 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 Астраханской 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 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
1	Астраханской области	Астраханская область	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км ³⁾	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	420	–	–	–	420	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	46413,01	46413,01
2	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	2028	Реновация основных фондов	4081,94	2722,26
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50				
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,3	–	–	1,3				
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	1×27,3	–	–	27,3				
3	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	221,16	221,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	275,68	275,68

Примечания

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

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

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