

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание энергосистемы	6
1.1 Основные внешние электрические связи	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	6
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	7
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	11
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	11
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.....	11
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	11
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	16
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	16
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	16
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	17
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	17
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	17
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	18
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	18

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	20
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	21
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	25
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	25
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.....	25
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	27
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	29
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	29
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	32
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	33
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	34
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	35
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	38
	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	42

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
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
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
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
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ЦП	–	центр питания
$S_{\text{длн}}$	–	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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

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

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

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

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

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

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

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»	124,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
АО «КТК-Р»	31,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области на 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1369,2	–	–	–	–	1369,2
ТЭС	744,0	–	–	–	–	744,0
ВИЭ всего	625,2	–	–	–	–	625,2
ВЭС	340,2	–	–	–	–	340,2
СЭС	285,0	–	–	–	–	285,0

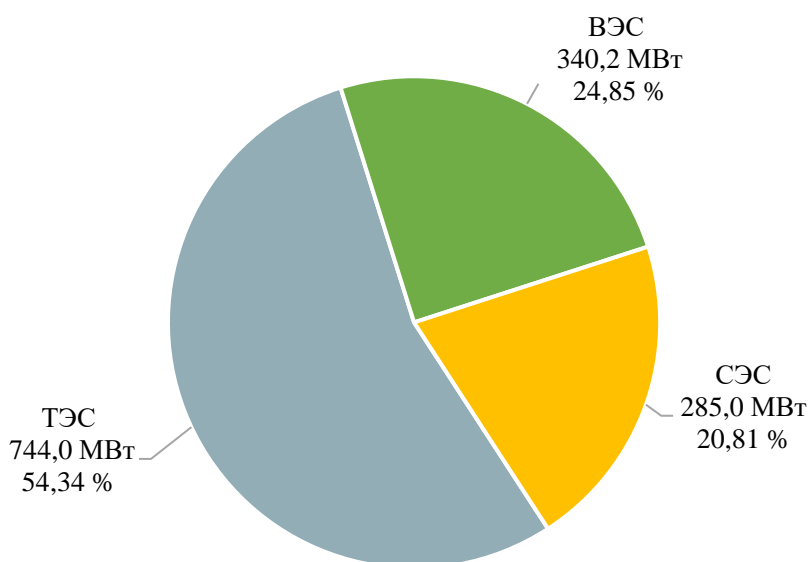


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Астраханской области приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4424	4286	4169	4231	4237
Годовой темп прироста, %	1,21	-3,12	-2,73	1,49	0,14
Максимум потребления мощности, МВт	748	691	704	722	698
Годовой темп прироста, %	0,00	-7,62	1,88	2,57	-3,34
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5914	6203	5922	5859	6070
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	16.01 09:00	04.02 09:00	25.12 09:00	21.07 14:00	09.12 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-13,4	-9,1	-12,3	33,0	-7,1

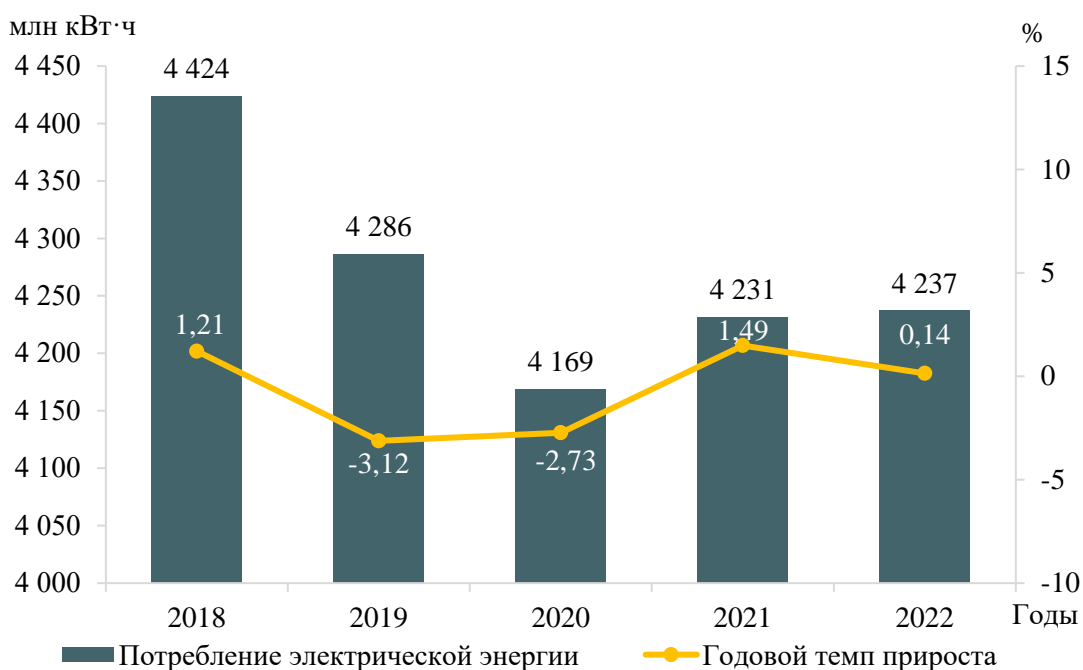


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

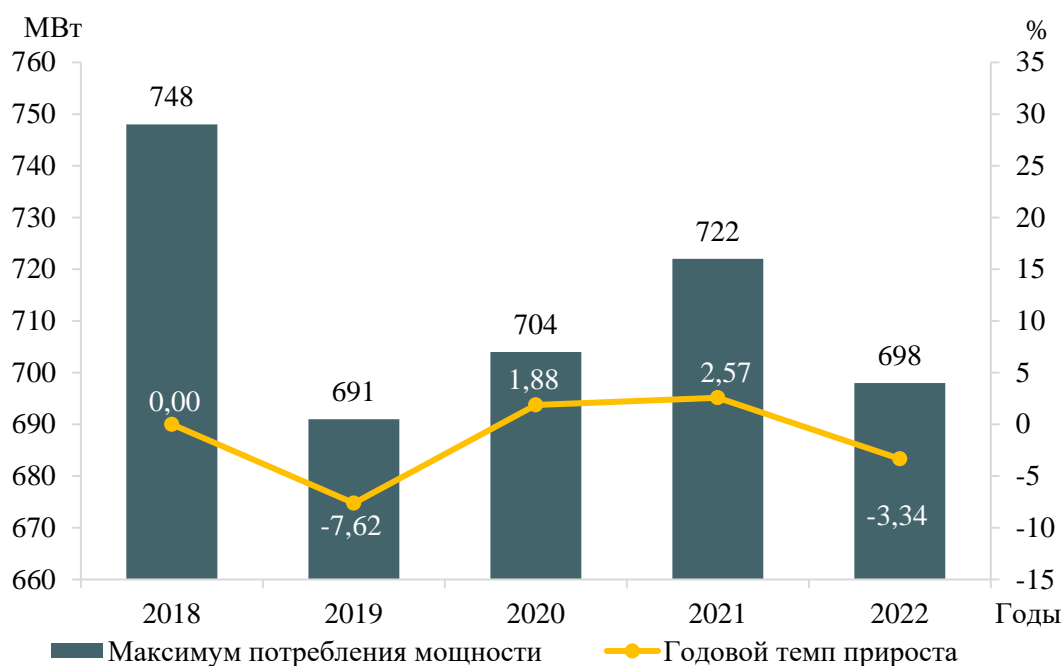


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Астраханской области снизилось на 134 млн кВт·ч и составило в 2022 году 4237 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,62 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 1,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и составило 3,12 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области снизился на 50 МВт и составил 698 МВт, что соответствует отрицательному значению среднегодового темпа прироста мощности 1,37 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,57 % в после пандемийный 2021 год; наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило 7,62 %, что было обусловлено более теплой зимой. Следует отметить, что в 2021 году впервые годовой максимум зафиксирован в дневные часы летнего периода при ТНВ обеспеченностью 0,98 % по данным Свода правил «Строительная климатология» [1]. Летний максимум превысил максимум потребления мощности в зимний период на 7 МВт.

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

- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- впервые зафиксированохождение годового максимального потребления мощности в летний период, как и в других крупных энергосистемах ОЭС Юга;
- разнонаправленными тенденциями потребления ООО «Газпром переработка»-Астраханский ГПЗ;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на Фунтовскую СЭС от ВЛ-110 кВ ЦРП-Камызяк с отпайками	ПАО «Россети Юг»	2018	0,3 км
2	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
3	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
4	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
5	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Баррикадная – Борзая	ООО «ТК «КЕДР»	2021	2,335 км
6	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 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	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 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-3,1
	20.06.2018	26,4
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

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], исходя из следующих критериев:

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Юг»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Юг» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 год по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Оля	110/10	T-1	ТМ-6300/110/10	110/11	6,3	1967	87,88	0,6	0	0,4	0	2,2	0,0	0,0	0,0	1,2	0,8	0,8
			T-2	ТМ-6300/110/10	110/11	6,3	1972	82,88	0,0	0,5	0	1,5	0,0	0,7	0,9	0,1	0,0	1,2	1,2
2	ПС 110 кВ Хошеутово	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/38,5/11	10	1985	90,75	2,2	1,8	2	1,9	2,1	1,5	2,6	1,5	1,2	1,5	0
3	ПС 110 кВ Вододелитель	110/6	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	115/6,6	10	1971	82,63	0,0	1,5	0,8	3,2	2,1	0,0	1,1	1,2	1,8	4,4	4,11
			T-2	ТДН-10000/110/10	115/6,6	10	1971	86,38	2,4	0,7	1,9	0,4	0,3	1,9	1,0	1,0	0,4	5,4	5,11

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Хошеутово	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1985	90,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Вододелитель	T-1	ТДН-10000/110/10	1971	82,63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1971	86,38	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Оля	T-1	ТМ-6300/110/10	1967	87,88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМ-6300/110/10	1972	82,88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Оля	2022	2,2	ПС 110 кВ Оля	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,06	–	–	0,006	6,478	6,478	6,478	6,478	6,478	6,478
				ПС 110 кВ Оля	Акционерное общество «Особая экономическая зона «Лотос»	30-1-21-00580093	07.12.2021	2023	5,50	0,00	0,4	3,85						
2	ПС 110 кВ Хошеутово	2019	2,6	ПС 110 кВ Хошеутово	ТУ на ТП менее 670 кВт (2 шт.)			2024	0,06	–	–	0,01	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
3	ПС 110 кВ Вододелитель	2022	9,8	ПС 110 кВ Вододелитель	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)			2024	0,12	–	–	0,01	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81

ПС 110 кВ Оля.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 2,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 30 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,165.

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 составит 33 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+25,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,95.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,56 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 4,278 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 5,678 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

В зимний период:

$$S_{персп}^{тр} = 2,2 + 4,278 + 0 - 0,8 = 5,678 \text{ МВА.}$$

В летний период:

$$S_{персп}^{тр} = 2,0 + 4,278 + 0 - 0,8 = 5,478 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР (в зимний период) отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 77 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Таким образом, в ПАР (в летний период) отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 92 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Оля и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (реконструкция ПС 110 кВ Оля с заменой трансформаторов 110/10 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 6,3 МВА на новые трансформаторы мощностью по 6,3 МВА).

ПС 110 кВ Хошеутово.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 2,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 28 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 2,61 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 28 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 2,6 + 0,01 + 0 - 0 = 2,61 \text{ МВА.}$$

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

ПС 110 кВ Вододелитель.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 9,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

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

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,11 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 5,69 МВА (59 % от $S_{ддн}$), что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,01 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 5,70 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 60 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 9,8 + 0,01 + 0 - 4,11 = 5,70 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Вододелитель и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Юг» (реконструкция ПС 110 кВ Вододелитель с заменой трансформаторов 110/10 кВ Т-1 и Т-2 мощностью по 10 МВА на новые трансформаторы мощностью по 10 МВА).

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.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 10 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 10 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 10 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Юг»	Реконструкция ПС 110 кВ Камызяк с установкой второго трансформатора Т-1 110/10 мощностью 6,3 МВА
2	ПАО «Россети Юг»	Реконструкция ПС 110 кВ Хошеутово с установкой второго трансформатора Т-2 110/35/10 мощностью 16 МВА

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 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 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	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.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Астраханской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – 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	2023	ПС 110 кВ Аэродромная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4258	4415	4494	4550	4614	4679	4713
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	157	79	56	64	65	34
Годовой темп прироста, %	–	3,69	1,79	1,25	1,41	1,41	0,73

Потребление электрической энергии по энергосистеме Астраханской области прогнозируется на уровне 4713 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,53 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 157 млн кВт·ч или 3,69 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 34 млн кВт·ч или 0,34 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Астраханской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Астраханской области представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – 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»;
- строительством жилья и инфраструктурных объектов.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	771	743	760	760	777	778	778
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-28	17	0	17	1	0
Годовой темп прироста, %	–	-3,63	2,29	0,00	2,24	0,13	0,00
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5972	5942	5913	5987	5938	6014	6058

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2029 году прогнозируется на уровне 778 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,56 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 и 2027 годах и составит по 17 МВт или 2,29 % и 2,24 % соответственно; в 2026 и 2029 годах прирост мощности не планируется.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6058 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

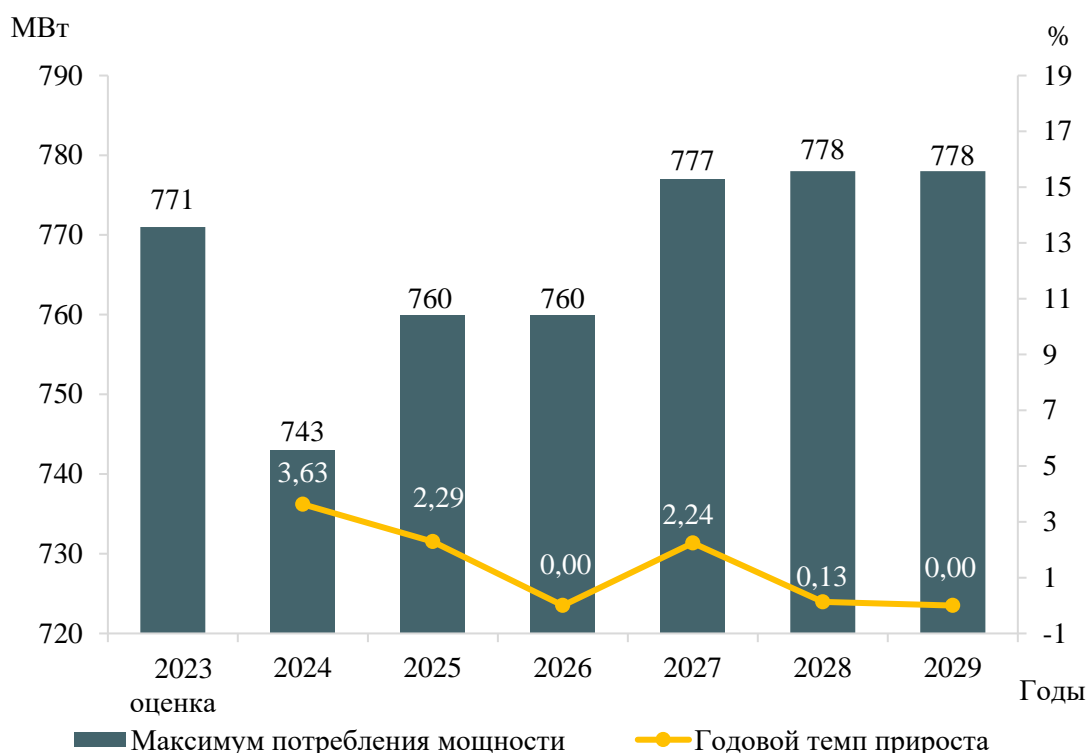


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 546,0 МВт на ВИЭ.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Астраханской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Астраханской области	–	60,0	–	150,0	120,0	148,5	67,5	546,0
ВИЭ – всего	–	60,0	–	150,0	120,0	148,5	67,5	546,0
ВЭС	–	–	–	–	–	148,5	67,5	216,0
СЭС	–	60,0	–	150,0	120,0	–	–	330,0

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 216 МВт, СЭС в объеме 330 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2029 году составит 1915,2 МВт. К 2029 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Астраханской области по сравнению с отчетным годом снизится доля ТЭС с 54,34 % до 38,85 %, доля СЭС возрастет с 20,82 % до 32,11 %, доля ВЭС возрастет с 24,85 % до 29,04 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Астраханской области	1369,2	1429,2	1429,2	1579,2	1699,2	1847,7	1915,2
ТЭС	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0	744,0
ВИЭ – всего	625,2	685,2	685,2	835,2	955,2	1103,7	1171,2
ВЭС	340,2	340,2	340,2	340,2	340,2	488,7	556,2
СЭС	285,0	345,0	345,0	495,0	615,0	615,0	615,0

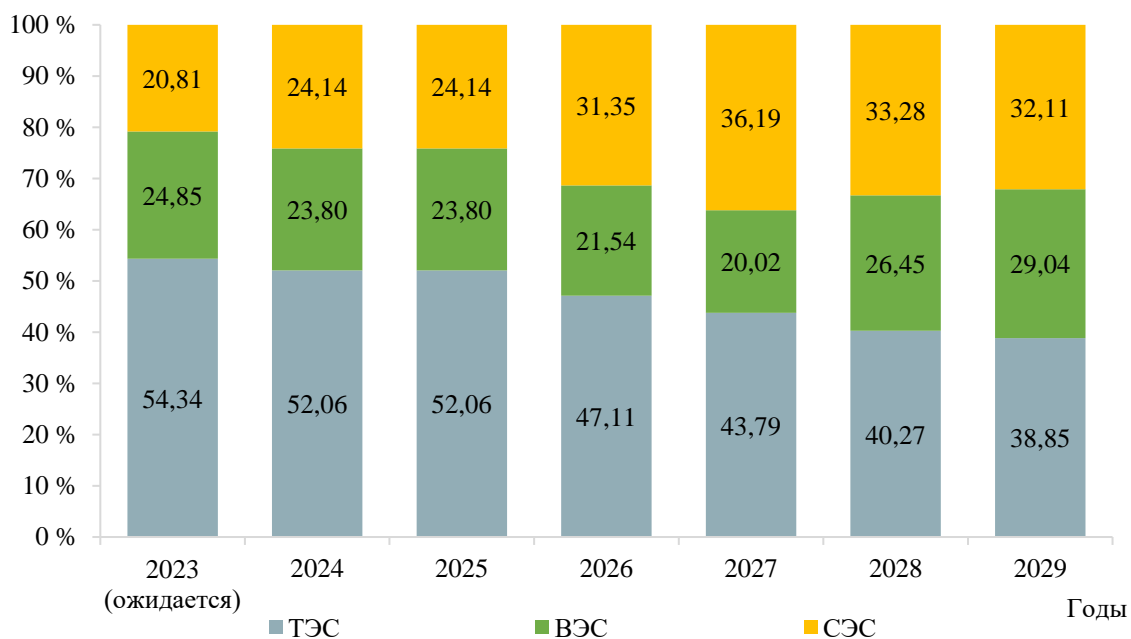


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Астраханской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Астраханской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) 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 17 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 17 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 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 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	Обеспечение выдачи мощности Богдинской СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»	–	60

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 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	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	–	–	–	–	–	27,3	–	27,3	

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Астраханской области, отсутствуют.

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 19 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 19 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
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	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ», ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	216
2	Строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Харабали – Владимировка на ВЭС ориентировочной протяженностью 1 км каждый	220	км	–	–	–	–	–	2×1	–	2	ГТП GVIE2702 ГТП GVIE2714 ГТП GVIE2715 ГТП GVIE2716		
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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
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 проектов 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 проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@.

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Астраханской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

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 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 2029 году в объеме 4713 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,53 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Астраханской области к 2029 году увеличится и составит 778 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,56 %.

Относительно высокие темпы прироста потребления электрической энергии (3,69 %) и мощности (3,63 %) в энергосистеме Астраханской области прогнозируются в 2025 году.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Астраханской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5913–6058 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Астраханской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 546 МВт, в том числе: на ВЭС – 216 МВт, на СЭС – 330 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Астраханской области в 2029 году составит 1915,2 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 84,95 км, трансформаторной мощности 1046 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
						Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема 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	T-110/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
		4	T-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
		4	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»			–									
	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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
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	
		3 очередь	ФЭСМ		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	
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	
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 парк ФРВ»			-									
		1-4	Vestas V126-4,2		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
		5-12	Vestas V126-4,2		33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	
		13-21	Vestas V126-4,2		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 парк 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 парк 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 парк 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	
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	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Манланская ВЭС	ООО «Пятнадцатый парк ФРВ»	1-9	Vestas V126-4,2	-										
		10-18	Vestas V126-4,2		37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	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		
ГТП GVIE2695	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695)	-							45,0	45,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего	-	-									45,0	45,0		
ГТП GVIE2700	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700)									22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего	-	-										22,5	22,5	
ГТП GVIE2701	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701)									22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего	-	-										22,5	22,5	
ГТП GVIE2696	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696)									36,0	36,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего	-	-										36,0	36,0	
ГТП GVIE2702	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)									22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего	-	-										22,5	22,5	
ГТП GVIE2714	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714)										22,5	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего	-	-											22,5	
ГТП GVIE2715	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)										22,5	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего	-	-											22,5	
ГТП GVIE2716	ООО «Шестнадцатый Ветропарк»	-	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)										22,5	Ввод в эксплуатацию в 2029 г.
Установленная мощность, всего	-	-											22,5	
Богдинская СЭС	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)				60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего	-	-					60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
ГТП GVIE2885	ООО «Юнигрин Пауэр»			-										
		-	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)						50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
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	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
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	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
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	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего	-	-								60,0	60,0	60,0	60,0	
ГТП GVIE2913	ООО «Юнигрин Пауэр»													

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
		–	Солнечные агрегаты (код ГТТ GVIE2913)	–						60,0	60,0	60,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–							60,0	60,0	60,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Астраханской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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	–	Реновация основных фондов	4081,94	2721,64
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50				
				ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	1,3	–	1,3				
				ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	–	–	27,3	–	27,3				

Примечания

¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.