

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 2

ГОРОД СЕВАСТОПОЛЬ

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	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
2.1.1 Севастопольский энергорайон	14
2.1.2 Энергорайон № 2. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)	16
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	20
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	20
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	29
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	29
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	29
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	30
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	30
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	30
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	31
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	31
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	33
3.3	Прогноз потребления мощности	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	38
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	38
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 г. Севастополя	40
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	42
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	44
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	46
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	47
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	48
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	58
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	59
	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.....	60
---	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
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
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция

T	–	трансформатор
T _{нв}	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на 2025–2030 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Крым»;
- книга 2 «город Севастополь».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Севастополя 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 г. Севастополя 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 г. Севастополя на период до 2030 года, в том числе:

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и обслуживает территорию Республики Крым и г. Севастополя.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Крым и г. Севастополя и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– ГУП РК «Крымэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–10–35–110–220–330 кВ на территории Республики Крым, а также являющееся гарантирующим поставщиком электрической энергии;

– филиал ПАО «Россети» – Таврическое ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Крым, г. Севастополя;

– ООО «Севастопольэнерго» – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 35–110 кВ на территории г. Севастополя;

– ФГУП «102 предприятие электрических сетей» Минобороны Российской Федерации.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ): КВЛ 220 кВ – 4 шт.;

– Запорожской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 1 шт.;

– Херсонской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 330 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

На территории г. Севастополя крупные потребители электрической энергии отсутствуют.

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, на 01.01.2024 составила 662,1 МВт, в том числе: ТЭС – 659,1 МВт, СЭС – 3,0 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 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	662,1	–	–	–	–	662,1
ТЭС	659,1	–	–	–	–	659,1
СЭС	3,0	–	–	–	–	3,0

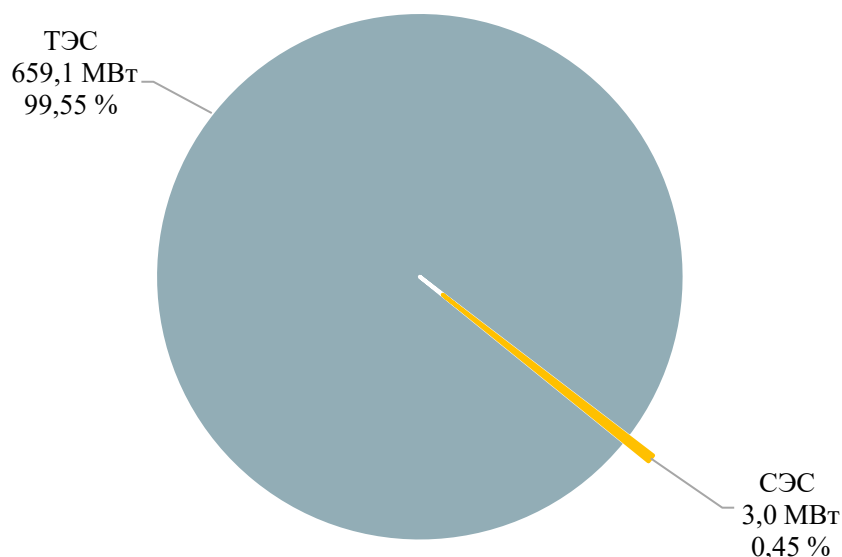


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2023 году составило 3248,3 млн кВт·ч, в том числе: на ТЭС – 3245,4 млн кВт·ч, СЭС – 2,9 млн кВт·ч.

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

Таблица 2 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	2924,2	2679,9	2941,8	2996,0	3248,3
ТЭС	2921,3	2676,8	2939,0	2993,2	3245,4
СЭС	3,0	3,1	2,8	2,9	2,9

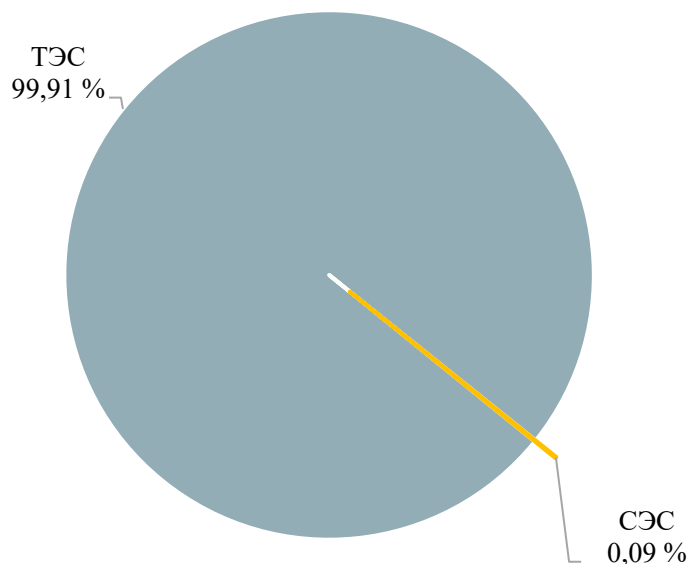


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю приведена в таблице 3 и на рисунках 3, 4.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7843	7921	8762	8859	8827
Годовой темп прироста, %	1,44	0,99	10,62	1,11	-0,36
Максимум потребления мощности, МВт	1357	1434	1587	1623	1663
Годовой темп прироста, %	-2,93	5,67	10,68	2,27	2,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5780	5524	5521	5458	5308

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	09.01 10:00	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00	10.02 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-2,1	-1,9	-2,3	-5,4	-5,0
<i>г. Севастополь</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1522	1553	1703	1743	1726
Годовой темп прироста, %	8,64	2,04	9,66	2,36	-0,98
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	19,4	19,6	19,4	19,7	19,6
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	279	297	331	334	329
Годовой темп прироста, %	-1,41	6,45	11,45	0,91	-1,50
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	20,6	20,7	20,9	20,6	19,8
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5455	5228	5144	5219	5246

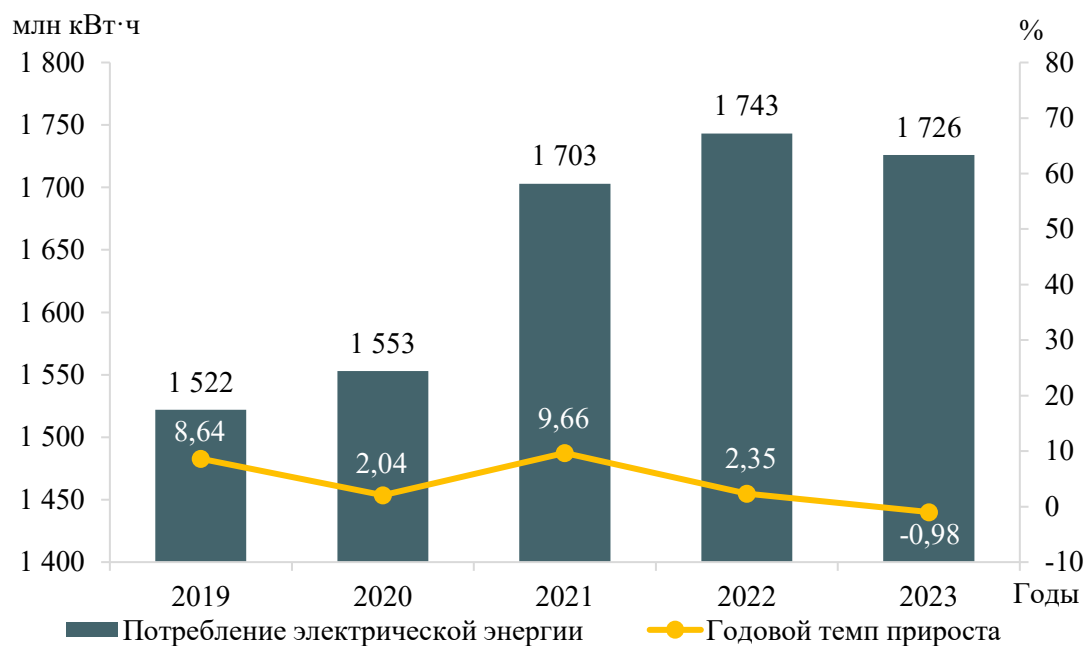


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста

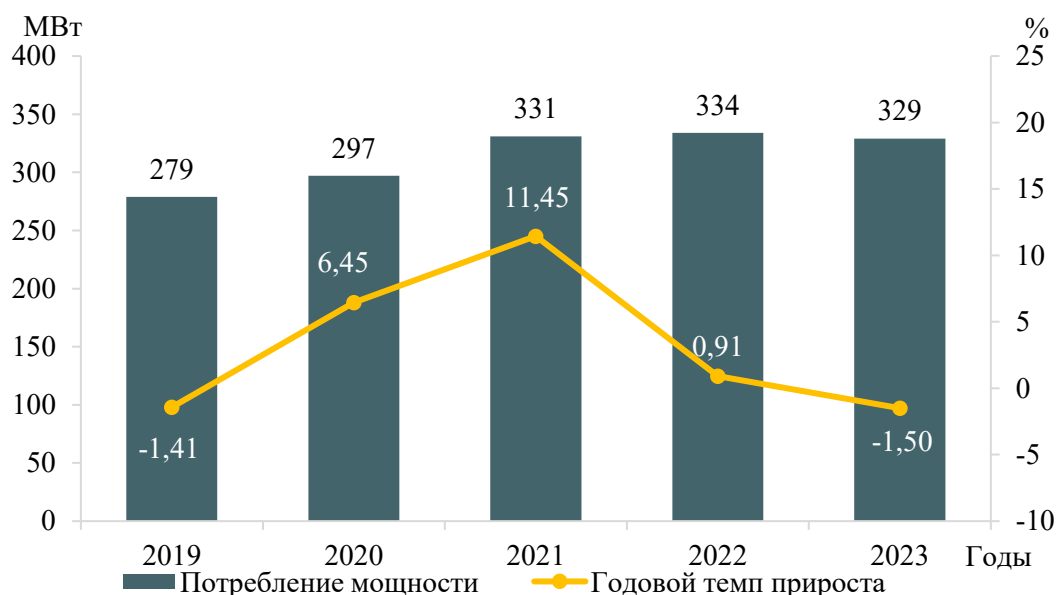


Рисунок 4 – Потребление мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым г. Севастополя увеличилось на 1095 млн кВт·ч и составило в 2023 году 8827 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,68 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,36 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя вырос на 265 МВт и составил 1663 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,53 %. Годовой максимум весь отчетный период фиксировался только в утренние часы.

В последние годы уровень потребления мощности в большой степени определялся объемом электроотопления и заполняемостью круглогодичных здравниц в зимний период.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,68 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности имело отрицательное значение и составило 2,93 % в 2019 году.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии г. Севастополя увеличилось на 325 млн кВт·ч и составило 1726 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,26 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,66 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2023 году и составило 0,98 %.

Доля г. Севастополя в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно увеличилась с 19,4 % в 2019 году до 19,6 % в 2023 году.

За период 2019–2023 годов потребление мощности г. Севастополя выросло на 46 МВт и составило 329 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,06 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,45 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности 1,50 % – в 2023 году.

Доля г. Севастополя в потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась в диапазоне 19,8–20,9 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя значительно менее плотный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом на 62–377 ч/год.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя был зафиксирован в 2023 году в размере 1663 МВт. По территории г. Севастополя – в 2022 году в размере 334 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Севастополя обуславливалась следующими факторами:

- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций за счет ввода Балаклавской ТЭС.

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 г. Севастополя отсутствуют. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Севастополя приведен в таблице 4.

Таблица 4 – 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	Установка трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ПС-4	ООО «Севастопольэнерго»	2023	25 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 г. Севастополя к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– Севастопольский энергорайон, который содержит энергообъекты ООО «Севастопольэнерго», ГУП РК «Крымэнерго», ФГУП 102 ПЭС Минобороны России, ФГУП «КЖД», филиала ООО «ВО «Технопромэкспорт» в г. Севастополе, ГУПС «Севтеплоэнерго», основные из которых: ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольская ТЭЦ, Севастопольская МГТЭС, ПС 110 кВ ПС-2, ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-4, ПС 110 кВ ПС-6, ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-12, ПС 110 кВ ПС-15, ПС 110 кВ ПС-16, ПС 110 кВ ПС-17, ПС 110 кВ ПС-20, ПС 110 кВ Омега, Балаклавская ТЭС.

Также территорию г. Севастополя захватывает энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма), характеризующийся рисками ввода ГАО.

2.1.1 Севастопольский энергорайон

В таблице 5 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Севастопольском энергорайоне.

Таблица 5 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Севастопольского энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая) превышает АДТН на величину до 17,5 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сооружение двухцепной ЛЭП 110 кВ длиной 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая, подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и второй цепи – отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайками путем достройки участка ВЛ 110 кВ длиной порядка 4 км. 2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сооружение двухцепной ЛЭП 110 кВ длиной 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая, подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и второй цепи – отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайками путем достройки участка ВЛ 110 кВ длиной порядка 4 км. 2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. 4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: <ul style="list-style-type: none"> – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь (обмотка СН) превышает ДДТН на величину до 18 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый 	<p>Отсутствуют</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением 3 С 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11 и МВ 110 ПС-11 на Севастопольской ТЭЦ, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20 превышает ДДТН на величину до 14,4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ</p>

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

2.1.2 Энергорайон № 2. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма)

Энергорайон ЮБК содержит объекты ГУП РК «Крымэнерго», АО «Крымэнерго» и ООО «Севастопольэнерго», основные из которых: ПС 110 кВ ПС-10; ПС 110 кВ Заря; ПС 110 кВ Алушка; ПС 110 кВ Гаспра, ПС 110 кВ Ялта, ПС 110 кВ Дарсан, ПС 110 кВ Массандра, ПС 110 кВ Гурзуф, ПС 110 кВ Артек, ПС 110 кВ Шарха, ПС 110 кВ Алушта, ПС 110 кВ Доброе, ПС 110 кВ Перевальное, ПС 110 кВ Аянская, ПС 110 кВ Судак, ПС 110 кВ Веселое, ПС 110 кВ Морское, ПС 110 кВ Приветное, ПС 110 кВ Малореченское, ПС 110 кВ Лучистое.

В таблице 6 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ЮБК Республики Крым.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона ЮБК Республики Крым

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе и ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 109 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 превышает ДДТН на величину до 89 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Алупка – Заря превышает ДДТН на величину до 71 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка превышает ДДТН на величину до 56 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра превышает ДДТН на величину до 38 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 47 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель превышает ДДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Морское – Веселое превышает ДДТН на величину до 11 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Приветное – Морское превышает ДДТН на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 65 МВт</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы):</p> <p>1. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10).</p> <p>2. Этап 3. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10.</p> <p>3. Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10.</p> <p>4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра.</p> <p>5. Этап 7. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка.</p> <p>6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта.</p> <p>7. Этап 9. Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра.</p> <p>8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан.</p> <p>9. Этап 11. 1 оч. Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы):</p> <p>1. Этап 2. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10).</p> <p>2. Этап 3. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10.</p> <p>3. Этап 5. Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10.</p> <p>4. Этап 6. Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра.</p> <p>5. Этап 7. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка.</p> <p>6. Этап 8. Реконструкция ПС 110 кВ Ялта.</p> <p>7. Этап 9. Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра.</p> <p>8. Этап 10. Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан.</p> <p>9. Этап 11. 1 оч. Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта.</p>

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
	<p>Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта.</p> <p>10. Этап 11. 2 оч. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан.</p> <p>11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра.</p> <p>12. Этап 13. Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан.</p> <p>13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф.</p> <p>14. Этап 15. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра.</p> <p>15. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек.</p> <p>16. Этап 17. Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф.</p> <p>17. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>18. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек.</p> <p>19. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>20. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха.</p> <p>21. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>22. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и</p>		<p>10. Этап 11. 2 оч. Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан.</p> <p>11. Этап 12. Реконструкция ПС 110 кВ Массандра.</p> <p>12. Этап 13. Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан.</p> <p>13. Этап 14. Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф.</p> <p>14. Этап 15. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра.</p> <p>15. Этап 16. Реконструкция ПС 110 кВ Артек.</p> <p>16. Этап 17. Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф.</p> <p>17. Этап 18. Реконструкция ПС 110 кВ Шарха.</p> <p>18. Этап 19. Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек.</p> <p>19. Этап 20. Реконструкция ПС 110 кВ Алушта.</p> <p>20. Этап 21. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха.</p> <p>21. Этап 22. Реконструкция ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>22. Этап 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до</p>

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
	<p>строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>23. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое</p>		<p>ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое.</p> <p>23. Этап 24. Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое</p>

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

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. 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	10,7
	19.06.2019	25,8
2020	16.12.2020	3,1
	17.06.2020	22,3
2021	15.12.2021	5,7
	16.06.2021	18,9
2022	21.12.2022	2,6
	15.06.2022	21,3
2023	20.12.2023	10,5
	21.06.2023	22,0

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

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

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

2.2.1.1 ООО «Севастопольэнерго»

Рассмотрены предложения ООО «Севастопольэнерго» 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 ПС-4	110/6	T-1	115/6,6	16	4,50	4,10	4,40	3,90	3,94	3,80	3,50	3,80	2,90	2,76	0
		110/6	T-2	115/6,3	25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	ПС 110 кВ ПС-5	110/6	T-1	115/6,3	25	13,00	12,40	11,90	11,60	14,89	11,90	10,10	11,90	10,30	8,86	0
		110/6	T-2	115/6,3	25	15,00	15,70	17,10	20,00	18,03	13,90	11,80	11,90	12,10	11,79	
		110/35/6	T-3	115/38,5/6,3	16	6,40	7,20	8,30	5,00	0,00	7,10	5,80	6,00	5,70	5,54	
3	ПС 110 кВ ПС-10	110/10	T-1	115/11	10	6,73	6,64	8,60	8,85	7,50	3,90	3,40	4,50	7,70	2,37	0
		110/10	T-2	115/11	10	3,37	4,10	3,40	5,72	5,71	3,00	2,60	3,00	2,60	3,51	
4	ПС 110 кВ ПС-11	110/6	T-1	115/6,6	25	15,30	18,84	17,40	17,58	16,38	13,80	13,70	10,80	13,80	12,35	0
		110/6	T-2	115/6,6	25	15,70	16,46	16,58	19,87	16,05	12,70	10,20	11,40	16,80	10,13	
5	ПС 110 кВ ПС-15	110/6	T-1	115/6,3	25	8,23	9,83	12,03	11,55	9,28	7,60	9,60	9,20	8,20	5,83	0
		110/6	T-2	115/6,3	25	14,20	15,78	11,17	13,88	13,53	13,30	10,50	9,40	11,80	10,95	
6	ПС 110 кВ ПС-17	110/6	T-1	115/6,3	15	6,80	6,30	6,00	17,03	6,19	6,60	5,40	4,30	5,10	0,00	0
		110/6	T-2	115/6,3	16	5,70	6,20	7,60		6,88	3,70	3,20	3,80	4,60	10,03	
7	ПС 110 кВ ПС-20	110/35/6	T-1	115/38,5/6,6	16	0,00	0,00	0,00	0,00	7,95	0,00	0,00	0,00	0,00	5,78	0
		110/35/6	T-2	115/38,5/6,6	16	7,20	6,90	8,90	9,20	0,00	4,50	5,30	5,40	5,10	0,00	

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 ПС-4	T-1	ТДН-16000-110-У1	1989	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	ТРДН-25000/110-66	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-66	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-16000-110-66	1972	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	ТДН-10000/110	1967	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-У1	1989	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	ТРДН-25000/110 У1	2003	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ ПС-15	T-1	ТРДН-25000/110-76У1	1996	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-25000/110-76У1	2017	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ ПС-17	T-1	ТДН-15000-110	1968	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000-110	2004	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ ПС-20	T-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110-У1	1987	100	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на 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 ПС-4	2019 / зима	4,50	ПС 110 кВ ПС-4	ГБУЗС Городская больница № 9	28.04.2022	25022-0701	2025	1,564	1,414	0,4	0,030	4,731	4,731	4,731	4,731	4,731	4,731
				ПС 110 кВ ПС-4	ТУ на ТП менее 670 кВт (86 шт.)			2024	1,255	0,148	0,22–0,4	0,111						
				ПС 110 кВ ПС-4	ТУ на ТП менее 670 кВт (19 шт.)			2025	0,829	0,059	0,22–0,4	0,077						
2	ПС 110 кВ ПС-5	2021 / зима	37,30	ПС 110 кВ ПС-5	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	15.07.2020	2131/04-1792	2024	2,447	1,066	6	0,276	38,043	38,043	38,043	38,043	38,043	38,043
				ПС 110 кВ ПС-5	ТУ на ТП менее 670 кВт (125 шт.)			2024	4,973	0,719	0,22–0,4	0,425						

№ 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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
3	ПС 110 кВ ПС-10	2022 / зима	14,57	ПС 110 кВ ПС-10	ТУ на ТП менее 670 кВт (117 шт.)			2024	1,866	0,033	0,22–0,4	0,183	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014
				ПС 110 кВ ПС-10	ТУ на ТП менее 670 кВт (68 шт.)			2025	2,405	0,052	0,22–0,4	0,235						
4	ПС 110 кВ ПС-11	2022 / зима	37,45	ПС 110 кВ ПС-11	ТУ на ТП менее 670 кВт (58 шт.)			2024	0,827	0,027	0,22–0,4	0,080	37,944	37,944	37,944	37,944	37,944	37,944
				ПС 110 кВ ПС-11	ТУ на ТП менее 670 кВт (64 шт.)			2025	4,410	0,549	0,22–0,4	0,386						
5	ПС 110 кВ ПС-15	2020 / зима	25,61	ПС 110 кВ ПС-15	ТУ на ТП менее 670 кВт (88 шт.)			2024	3,969	0,855	0,22–0,4	0,311	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94	25,94
6	ПС 110 кВ ПС-17	2022 / зима	17,03	ПС 110 кВ ПС-17	ТУ на ТП менее 670 кВт (260 шт.)			2024	3,853	0,065	0,22–0,4	0,379	17,639	17,639	17,639	17,639	17,639	17,639
				ПС 110 кВ ПС-17	ТУ на ТП менее 670 кВт (90 шт.)			2025	2,359	0,401	0,22–0,4	0,196						
7	ПС 110 кВ ПС-20	2022 / зима	9,20	ПС 110 кВ ПС-20	ФКП «УЗКС МО РФ»	23.06.2020	2129/04-1790	2024	0,681	0	6	0,136	9,478	9,478	9,478	9,478	9,478	9,478
				ПС 110 кВ ПС-20	ТУ на ТП менее 670 кВт (91 шт.)			2024	1,334	0,074	0,22–0,4	0,126						

ПС 110 кВ ПС-4.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 4,5 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 16,8 % (26,2 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +10,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,074.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,028 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,231 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 4,5 + 0,231 + 0 - 0 = 4,731 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 17,6 % (27,5 %), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Севастопольэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 25 МВА).

ПС 110 кВ ПС-5.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 37,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2, при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов (Т-1, Т-2).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +5,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,12.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,636 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,743 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1+2}} = 29 + 0,578 + 0 - 0 = 29,578 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр3}} = 8,3 + 0,165 + 0 - 0 = 8,465 \text{ МВА},$$

где 29 МВА – нагрузка Т-1 и Т-2 за зимний контрольный замер 2021 года;

8,3 МВА – нагрузка Т-3 за зимний контрольный замер 2021 года;

0,578 и 0,165 МВА – мощность новых потребителей, подключаемых к соответствующим трансформаторам пропорционально загрузки трансформаторов за зимний контрольный замер 2021.

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2, при условии отсутствия перевода части нагрузки на Т-3, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 105,6 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов Т-1 (Т-2), при этом загрузка Т-3 составит всего 47,2 %.

С учетом того, что на ПС 110 кВ ПС-5 установлено три трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый с расщепленными обмотками, а также Т-3 мощностью 16 МВА, загрузка которого составляет всего 47,2 %, т. е. имеется возможность нести дополнительную нагрузку в объеме 9,453 МВА, предлагается в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 или Т-2 рассмотреть вопрос перераспределения мощности по КЛ 6 кВ, соединяющих ЗРУ 6 кВ РП-105 и ЗРУ 6 кВ ПС-5.

ПС 110 кВ ПС-10.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 14,57 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +2,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,132.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,186 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,444 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,57 + 0,444 + 0 - 0 = 15,014 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-10 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 расчетный объем ГАО составит 3,696 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,014 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), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ПС-11.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 37,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,6 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,661 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,494 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,45 + 0,494 + 0 - 0 = 37,944 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-11 ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 расчетный объем ГАО составит 6,694 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,944 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ПС-15.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,61 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 82 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,1 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,114 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,33 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,61 + 0,33 + 0 - 0 = 25,94 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 83 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Севастопольэнерго» (реконструкция ПС 110 кВ ПС-15 с заменой Т-1 и Т-2 мощностью 2×25 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА).

ПС 110 кВ ПС-17.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 17,03 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 85,15 % (100,3 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +2,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,132 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,746 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,609 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 17,03 + 0,609 + 0 - 0 = 17,639 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 88,195 % (103,9 %), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПС-17 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ПС-17 расчетный объем ГАО составит 0,659 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 17,639 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 15 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ ПС-20.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,2 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 51 % (46 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ +2,6 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,132).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,941 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,278 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,2 + 0,278 + 0 - 0 = 9,478 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключении трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 52,3 % (47,4 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Севастопольэнерго»

(реконструкция ПС 110 кВ ПС-20 с заменой Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×25 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

2.2.2.1 ООО «Севастопольэнерго»

По данным ООО «Севастопольэнерго» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже.

Ввиду недостаточности предоставленных обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП, данные предложения далее не учитываются. Предложения приведены в таблице 11.

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 г. Севастополя, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 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 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110/35/6 кВ ПС Фиолент с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ ПС Фиолент от проектируемой двухцепной ВЛ 110 кВ
2	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ ПС Верхнесадовое с установкой трансформаторов 2×6,3 МВА. Строительство двухцепной линии ВЛ 110 кВ от планируемой ПС 110 кВ Верхнесадовое в рассечку ВЛ 110 кВ ПС Мекензиевы Горы – ПС Бахчисарай
3	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 АСК-120/АС-120 с заменой провода на высокотемпературный АСВТ 112/13+
4	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь – СевТЭЦ правая с заменой на провод большего сечения. Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь – СевТЭЦ левая с заменой на провод большего сечения
5	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с заменой провода на провод большего сечения
6	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-17 – ПС-11 с заменой провода на провод большего сечения
7	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20 с заменой провода на провод большего сечения

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

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории г. Севастополя приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень реализуемых мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности на территории г. Севастополя

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	2×200 МВА 2×40 МВА	2024 2027	ПАО «Россети»
2	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	2×6,9 км	2024	ПАО «Россети»

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 2025–2030 годы

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

В таблице 13 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории г. Севастополя, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 13 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории г. Севастополя

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	Фонд Проектов Социального и Культурного Назначения «Национальное Культурное Наследие»	0,0	10,0	110	2024	ПС 110 кВ ПС-5 ПС 110 кВ ПС-11 ПС 110 кВ ПС-6

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю на период 2025–2030 годов представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8885	9464	9955	10247	10497	10691	10914
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	579	491	292	250	194	223
Годовой темп прироста, %	–	6,52	5,19	2,93	2,44	1,85	2,09
<i>г. Севастополь</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1688	1813	1903	1957	1998	2032	2072
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	125	90	54	41	34	40
Годовой темп прироста, %	–	7,41	4,96	2,84	2,10	1,70	1,97
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	19,0	19,2	19,1	19,1	19,0	19,0	19,0

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 10914 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в 2025 году и составит 579 млн кВт·ч или 6,52 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 194 млн кВт·ч или 1,85 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется на уровне 2072 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,64 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется в 2025 году и составит 125 млн кВт·ч или 7,41 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 34 млн кВт·ч или 1,70 %.

Доля г. Севастополя в общем потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 19,2–19,0 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории г. Севастополя учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 13.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

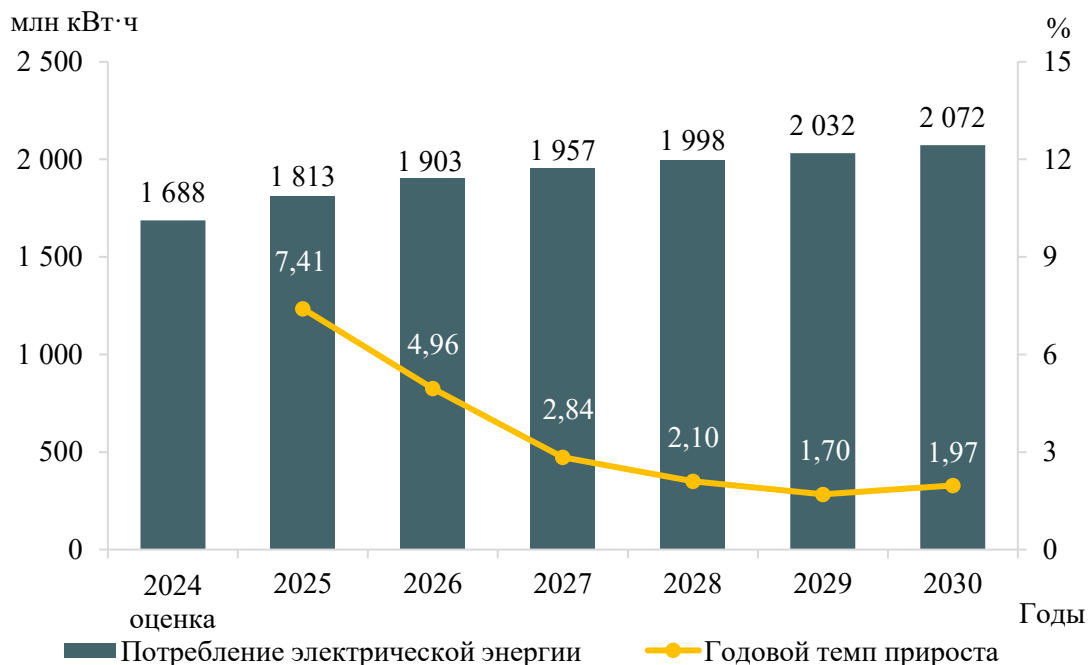


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии г. Севастополя обусловлена следующими основными факторами:

- развитием социальных объектов и туристической инфраструктуры;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом, в том числе по г. Севастополю, 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 Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1800	1780	1816	1854	1891	1929	1967
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-20	36	38	37	38	38
Годовой темп прироста, %	–	-1,11	2,02	2,09	2,00	2,01	1,97

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	4936	5317	5482	5527	5551	5542	5549
<i>в том числе г. Севастополь</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	359	360	366	373	380	387	395
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	1	6	7	7	7	8
Годовой темп прироста, %	–	0,28	1,67	1,91	1,88	1,84	2,07
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	–	20,2	20,2	20,1	20,1	20,1	20,1
Число часов использования потребления мощности, ч/год	4702	5036	5199	5247	5258	5251	5246

Потребление мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2030 году прогнозируется на уровне 1967 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности по 38 МВт или 2,09; 2,01 и 1,97 % прогнозируется соответственно в 2027 и 2029–2030 годах; наименьший годовой прирост ожидается в 2025 году и имеет отрицательное значение в размере 20 МВт или 1,11 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным, но к 2030 году будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5549 ч/год в 2030 году против 5317 ч/год в 2025 году.

Потребление мощности г. Севастополя к 2030 году прогнозируется на уровне 395 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,56 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2030 году и составит 8 МВт или 2,07 %, наименьший годовой прирост составит 1 МВт или 0,28 % в 2025 году.

Доля г. Севастополя в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в диапазоне 20,2–20,1 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2030 году прогнозируется на уровне 5246 ч/год.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя более разуплотненный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом.

Динамика изменения потребления мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прогноз потребления мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста

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

Изменение установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2030 году составит 662,1 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1
ТЭС	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1	659,1
СЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

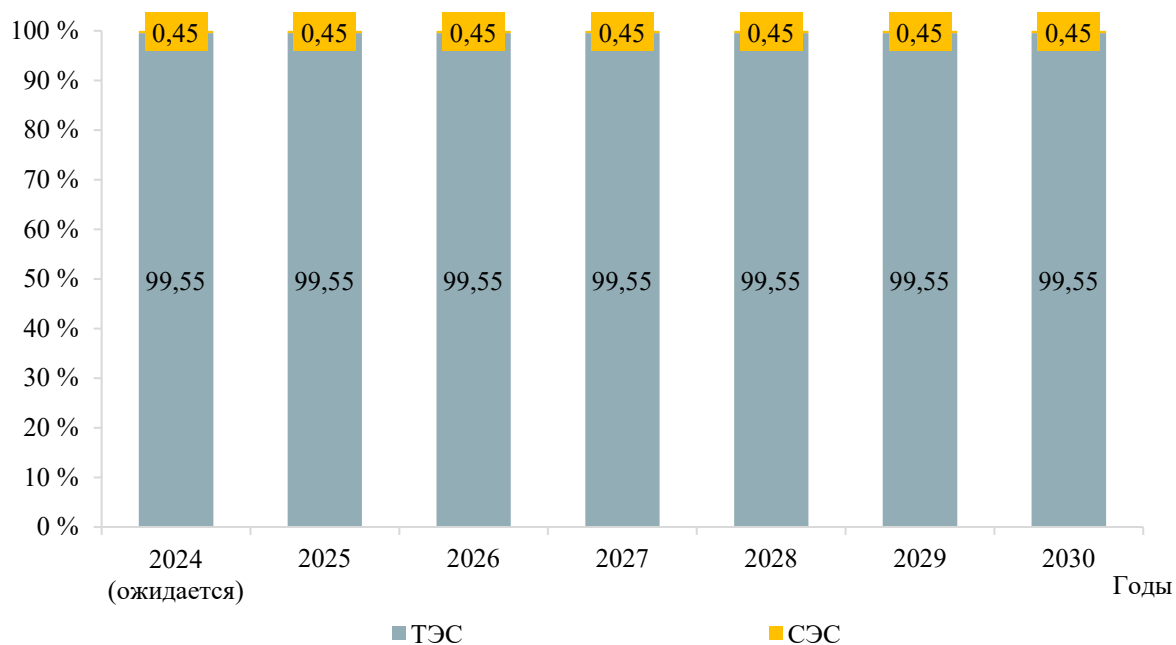


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525 2×0,204	–	–	–	–	–	–	51,458	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	–	13,8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая; подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 и второй цепи – отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайками	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	21,7	–	–	–	–	–	–	21,7	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит): – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы
9	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит): ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы
10	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройства РЗ (основных защит): ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУПС «Севтеплоэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы

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 г. Севастополя

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 г. Севастополя.

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 г. Севастополя

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная	ПАО «Россети»	330	х	–	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства	–	8
2	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	–	2×9	–	–	–	–	–	–	18				
3	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	–	20				
4	Строительство ПС 110 кВ Капитанская с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	–	10,004
5	Строительство отпайки от ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 до ПС 110 кВ Капитанская	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
6	Строительство отпайки от ЛЭП 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега до ПС 110 кВ Капитанская	Фонд проектов социального и культурного назначения «Национальное культурное наследие»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				
7	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ с последующим подключением ее отпайками к ЛЭП 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 (правая, левая) и врезкой в ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 с отпайкой на ПС Капитанская с заменой провода с увеличением пропускной способности	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 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	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
		ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	1×200	–	–	–	200	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
		ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	–	13,8	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень 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 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	Основание
1	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

5 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 г. Севастополя, 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: 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@;

проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

утвержденных приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 27.12.2023 № 412-ОД изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы, утвержденную приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 29.12.2021 № 452-ОД;

проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «Севастопольэнерго» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 30.06.2024 на официальном сайте федеральной государственной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» в сети Интернет;

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

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

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 [4];
Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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 [5] 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 г. Севастополя осуществляют свою деятельность 2 сетевые организации: ООО «Севастопольэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 87 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Севастополя) и ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 13 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Севастополя).

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 г. Севастополь на прогнозный период включает в себя:

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ

на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

затраты на оплату услуг ПАО «Россети»;

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

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

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 [6].

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 Приказ Управления по тарифам г. Севастополь от 21.11.2022 № 186-УТ.

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 $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. 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 21.

Таблица 21 – 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/ЕБИТДА 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 % – 26 % 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 приказом Управления по тарифам города Севастополь от 20.12.2023 № 332-УТ «О внесении изменений в приказ Управления по тарифам города Севастополя от 25.11.2022 № 185-УТ «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям города Севастополя на 2023 - 2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО г. Севастополь, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей,

определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

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

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Севастополь, 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 г. Севастополь, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Севастополь, 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.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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).

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	7,4 %	5,0 %	2,8 %	2,1 %	1,7 %	2,0 %

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 утверждена инвестиционная программа основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений компаний 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 г. Севастополь представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО г. Севастополь (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:	1187	1606	1320	1405	1405	1405
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	313	319	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	782	1764	826	826	826	826

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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 24 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 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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.	4,2	4,5	4,7	4,9	5,2	5,4
НВВ	млрд руб.	5,9	6,9	7,1	7,1	7,2	7,2
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	2,41	2,3	2,2	2,0	1,8
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,73	2,78	2,85	2,92	3,00	3,07
Среднегодовой темп роста	%	–	102	102	102	103	102
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,82	4,28	4,26	4,21	4,17	4,09
Среднегодовой темп роста	%	–	112	100	99	99	98
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,09	1,49	1,41	1,29	1,17	1,02

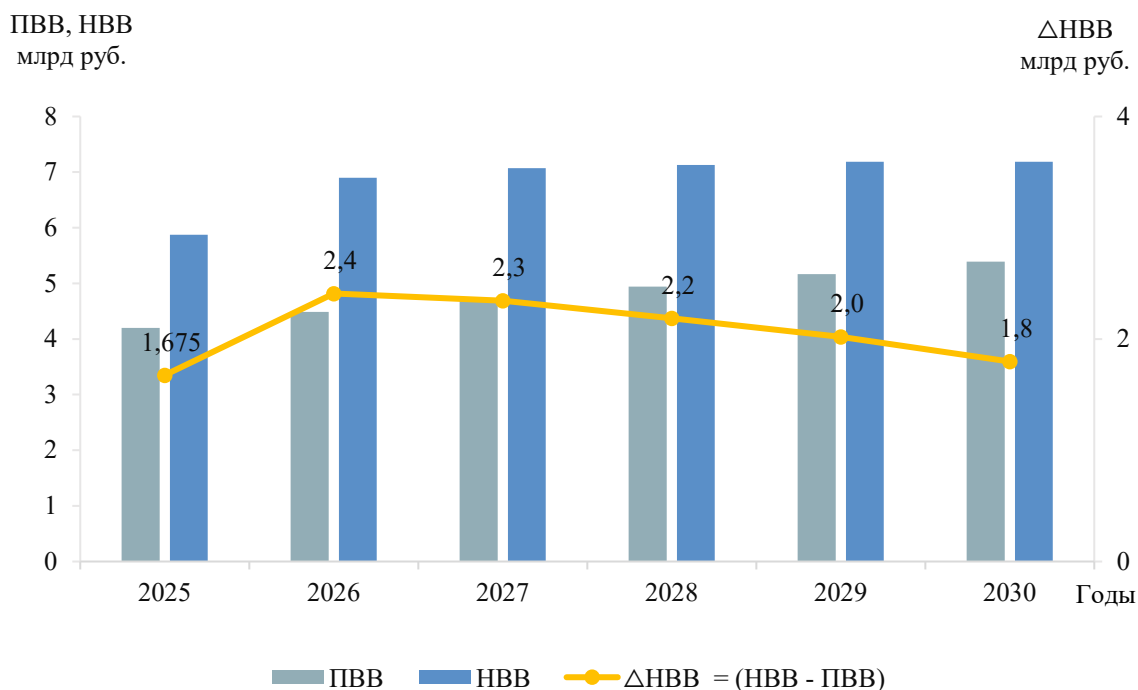


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополь при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО г. Севастополь 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 г. Севастополь при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде во всех сценариях. Дефицит финансирования в сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 6,7–13,8 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

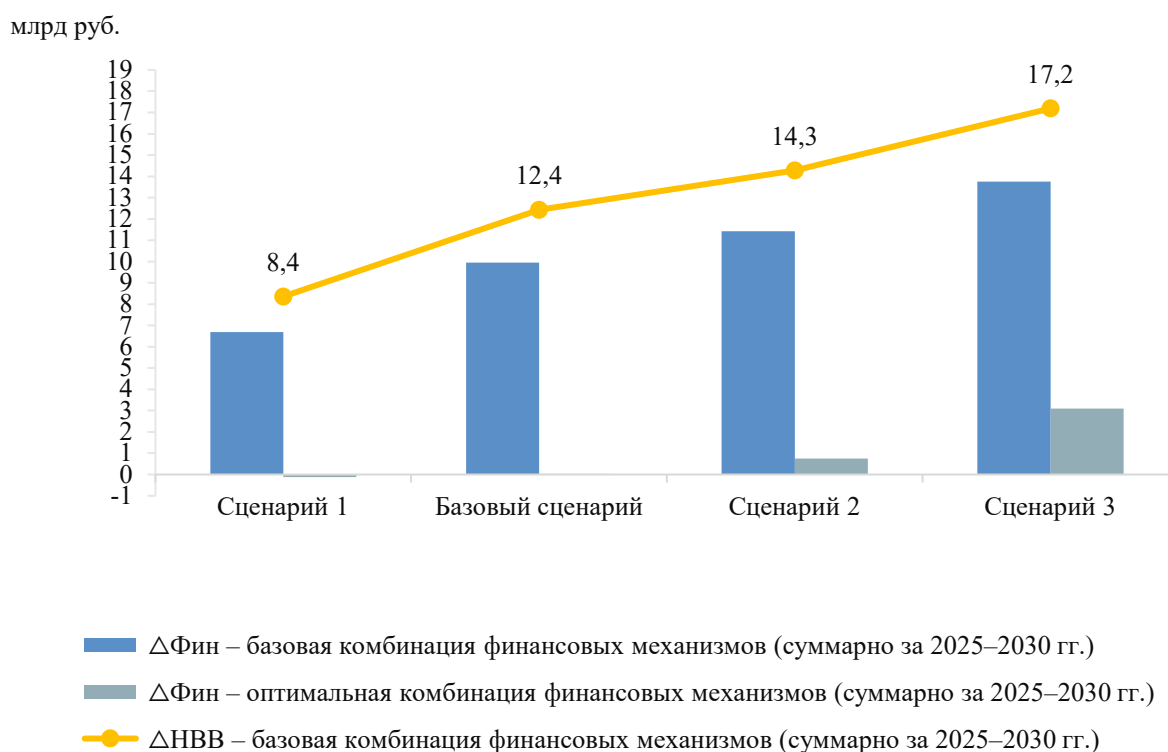


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	86 %	86 %	96 %	96 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена возможность ликвидации дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии и сценарии 1 (таблица 25) за счет изменения финансовых механизмов. 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 Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя, 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 г. Севастополя оценивается в 2030 году в объеме 2072 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 2,64 %.

Потребление мощности г. Севастополя к 2030 году составит 395 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,56 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Севастополя в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5036–5258 ч/год.

Изменение установленной мощности за счет ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, вывода и проведения модернизации существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2030 году составит 662,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя в рассматриваемый перспективный период и позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на территории г. Севастополя.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 53,5 км (без учета строительства транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении), трансформаторной мощности 669 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 30.08.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

3. 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: 30.08.2024).

4. 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: 30.08.2024).

5. 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: 30.08.2024).

6. 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: 30.08.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь, территория г. Севастополь													
Севастопольская ТЭЦ	ГУПС «Севтеплоэнерго»			Газ									
		2	T-20-29		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		3	P-13-29		13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
Севастопольская МГТЭС	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо									
		1	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		3	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	
		5	FT8-3 MOBILEPAC		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	129,3	
С.Энерджи - Севастополь	ООО «С.Энерджи-Севастополь»			–									
		–	Солнечные агрегаты		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Балаклавская ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПГУ		251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	
		2	ПГУ		245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	245,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	496,8	

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 г. Севастополя

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	1739,19
2	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1689,58	1613,47
			Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	–				

№ 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	
3	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алушка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алушка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1809,51	1737,22	
4	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	13024,95	13024,95	
				ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	1×200	–	–	–	200	2027 ³⁾				Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
				ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	2027 ³⁾				Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	2×6,9	–	–	–	–	–	–	13,8	2027 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
6	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	771,92	771,92
7	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
8	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	283,47	283,47

№ 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
9	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит) : - ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; - ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; - ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ООО «Севастопольэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	184,93	184,93
10	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит): - ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026 ³⁾	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,09	12,09
11	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройств РЗ (основных защит) : - ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	ГУПС «Севтеплоэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,09	12,09
12	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая; подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 и второй цепи – отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайками	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	21,7	–	–	–	–	–	–	21,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1083,82	1083,82

№ 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
13	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	238,18	238,18

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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, то 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, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации.

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