

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ И Г. СЕВАСТОПОЛЯ

КНИГА 2

ГОРОД СЕВАСТОПОЛЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Описание энергосистемы .....	9
1.1 Основные внешние электрические связи .....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 (150) кВ и выше в ретроспективном периоде.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.1.1 Севастопольский энергорайон .....	15
2.1.2 Энергорайон № 2. Энергорайон ЮБК (Южный берег Крыма) .....	17
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.....	19
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	19
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 .....	28
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	28
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций .....	28
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	29
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	29
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.....	29
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	30

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	30
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	30
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	35
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.....	38
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	40
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 .....	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	44
7.1	Основные подходы.....	44
7.2	Исходные допущения.....	45
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	48
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	49
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	51
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>53</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>54</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>55</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 ..... 56

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВО; ОВ	–	обходной 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
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
МГТЭС	–	мобильная газотурбинная электрическая станция
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +23 °С; Макс лето	–	режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и

		застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 23 °С
РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	–	режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)

- $S_{\text{ддн}}$  — 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 2024–2029 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 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема 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 01.01.2023 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 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (отсоединение, уточнение)	
Всего	663,64	–	–	–	-1,55	662,09
ТЭС	660,60	–	–	–	-1,50	659,10
ВИЭ – всего	3,04	–	–	–	-0,05	3,00
СЭС	3,04	–	–	–	-0,05	3,00

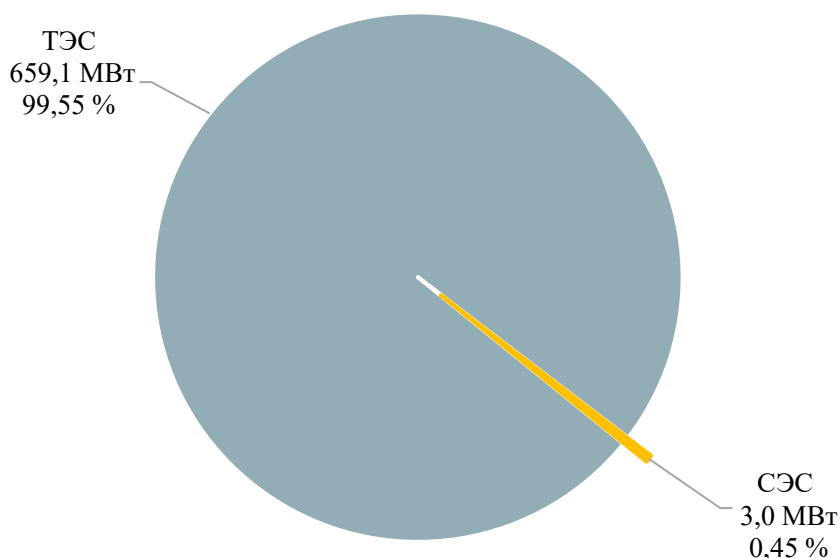


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю приведена в таблице 2 и на рисунках 2, 3.

Таблица 2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7732	7843	7921	8762	8859
Годовой темп прироста, %	3,88	1,44	0,99	10,62	1,11
Максимум потребления мощности, МВт	1398	1357	1434	1587	1623
Годовой темп прироста, %	-2,03	-2,93	5,67	10,68	2,27
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5531	5780	5524	5521	5458
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 11:00	09.01 10:00	23.12 10:00	24.12 10:00	26.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-4,8	-2,1	-1,9	-2,3	-5,4
<i>г. Севастополь</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1401	1522	1553	1703	1743
Годовой темп прироста, %	3,17	8,64	2,04	9,66	2,36
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	18,1	19,4	19,6	19,4	19,7
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	283	279	297	331	334
Годовой темп прироста, %	-1,05	-1,41	6,45	11,45	0,91
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	20,2	20,6	20,7	20,9	20,6
Число часов использования потребления мощности, ч/год	4952	5455	5228	5144	5219

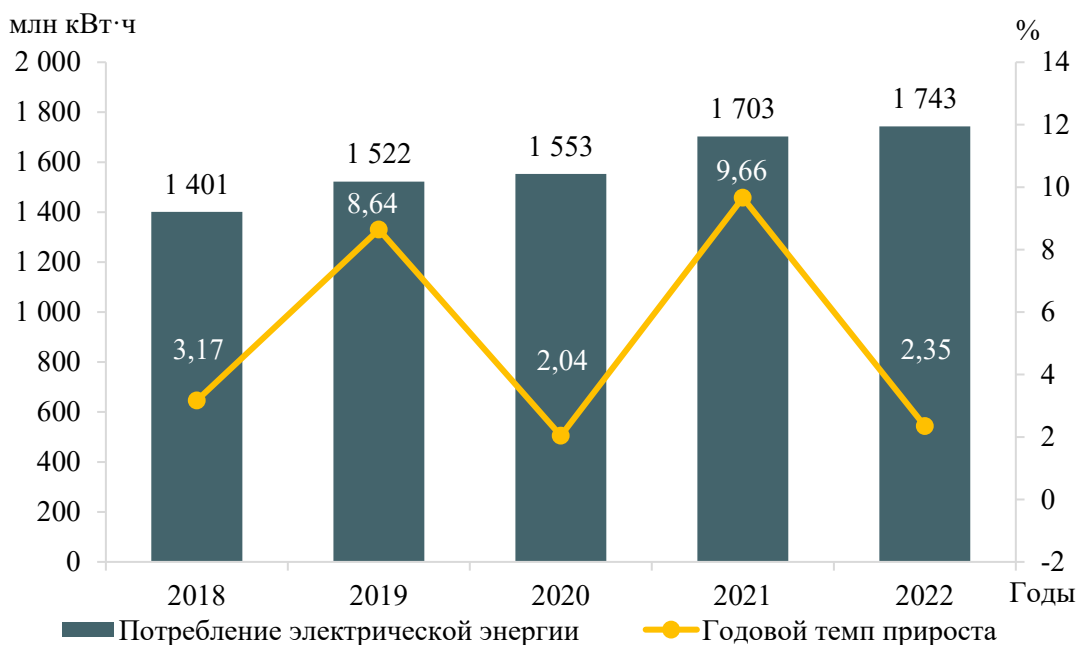


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста

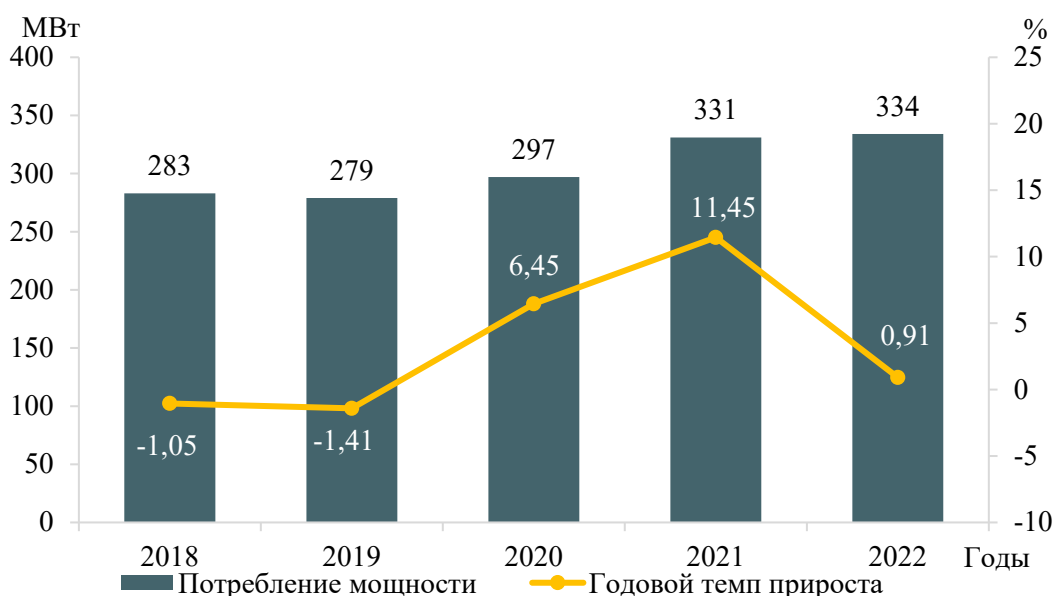


Рисунок 3 – Потребление мощности г. Севастополя и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя увеличилось на 1416 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8859 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,54 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 10,62 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 0,99 %.

За период 2018–2022 годов потребление мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя выросло на 196 МВт и составило 1623 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,61 %. Годовой максимум 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 составило -2,93 % в 2019 году.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии г. Севастополя увеличилось на 385 млн кВт·ч и составило 1743 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,12 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,66 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2020 году и составил 2,04 %.

Доля г. Севастополя в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период незначительно увеличилась с 18,1 % в 2018 году до 19,7 % в 2022 году.

За период 2018–2022 годов потребление мощности г. Севастополя выросло на 48 МВт и составило 334 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,15 %, что выше, чем в целом по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

Наибольший годовой прирост мощности составил 11,45 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности -1,41 % – в 2019 году.

Доля г. Севастополя в потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ретроспективный период изменялась незначительно в диапазоне 20,2–20,9 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя значительно менее плотный, чем годовой режим энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом на 240–580 часов в год.

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

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

### **1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 (150) кВ и выше в ретроспективном периоде**

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории г. Севастополя приведен в таблице 3, 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 3 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	330 кВ	Строительство новой ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	92 км
2	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	8,35 км
3	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	6,34 км
4	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	6,58 км
5	330 кВ	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская. Выполнение захода ВЛ 330 кВ Симферопольская – Севастополь на Балаклавскую ТЭС с образованием двух ЛЭП: КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	7,56 км

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	330 кВ	Установка трансформатора на ПС 330 кВ Севастополь	ГУП РК «Крымэнерго»	2018	200 МВА

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

### **2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**

На территории г. Севастополя к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

– 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 режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Севастопольском энергорайоне.

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	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 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>	<p>1. Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км. Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: – 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.</p> <p>3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2.</p> <p>4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2.</p> <p>С учетом решения по сооружению ПС 110 кВ Индустриальная и двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная 1, 2 цепь</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км. Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 проводом АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности.</p> <p>2. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: – 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.</p> <p>3. Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2.</p> <p>4. Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2.</p> <p>С учетом решения по сооружению ПС 110 кВ Индустриальная и двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная 1, 2 цепь</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме<sup>1)</sup>, связанной с отключением КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2, расчетная 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 требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт</p>	<p>1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА.</p> <p>2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА.</p> <p>2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме<sup>1)</sup>, 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 – <sup>1)</sup> 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 режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне ЮБК Республики Крым.

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

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме<sup>1)</sup>, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе и ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта токовая нагрузка связей энергорайона превышает ДДТН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 на величину до 109 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 на величину до 89 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Алушка – Заря на величину до 71 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Гаспра – Алушка на величину до 56 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра на величину до 38 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Старый Крым – Судак с отпайкой на ПС Капсель на величину до 47 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Веселое – Судак с отпайкой на ПС Капсель на величину до 28 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Морское – Веселое на величину до 11 %;</li> <li>– ВЛ 110 кВ Приветное – Морское на величину до 4 %.</li> </ul> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений 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>Отсутствуют</p>	<p>Строительство транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении (1–24 этапы)</p>

Примечание – <sup>1)</sup> 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 контрольного замера (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
2018	19.12.2018	5,0
	20.06.2018	24,2
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

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 из взаиморезервируемых трансформаторов 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 контрольного замера за период 2018–2022 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 зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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	
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.		
1	ПС 110 кВ ПС-4	110/6	Т-1	ТДН-16000-110-У1	115/6,6	16	1989	100	4,4	4,5	4,0	4,4	3,9	3,7	3,8	3,5	3,8	2,9	возможность отсутствует	
2	ПС 110 кВ ПС-5	110/6	Т-1	ТРДН-25000/110-66	115/6,3	25	1974	100	12,0	13,0	12,4	11,9	11,6	11,6	11,9	10,1	11,9	10,3	возможность отсутствует	
		110/6	Т-2	ТРДН-25000/110-66	115/6,3	25	1975	100	17,5	15,0	15,7	17,1	20,0	12,9	13,9	11,8	11,9	12,1	возможность отсутствует	
		110/35/6	Т-3	ТДТН-16000-110-66	115/38,5/6,3	16	1972	100	5,9	6,4	7,2	8,3	5,0	6,0	7,1	5,8	6,0	5,7	возможность отсутствует	
3	ПС 110 кВ ПС-10	110/10	Т-1	ТДН-10000/110	115/11	10	1967	100	6,59	6,73	6,64	8,6	8,85	5,0	3,9	3,4	4,5	7,7	возможность отсутствует	
		110/10	Т-2	ТДН-10000/110-У1	115/11	10	1989	100	4,2	3,37	4,1	3,4	5,72	4,0	3,0	2,6	3,0	2,6	возможность отсутствует	
4	ПС 110 кВ ПС-11	110/6	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	115/6,6	25	2003	100	16,7	15,3	18,84	17,4	17,58	13,2	13,8	13,7	10,8	13,8	возможность отсутствует	
		110/6	Т-2	ТРДН-25000/110 У1	115/6,6	25	2008	100	16,5	15,7	16,46	16,58	19,87	13,3	12,7	10,2	11,4	16,8	возможность отсутствует	
5	ПС 110 кВ ПС-15	110/6	Т-1	ТРДН-25000/110-76У1	115/6,3	25	1996	100	8,52	8,23	9,83	12,03	11,55	5,9	7,6	9,6	9,2	8,2	возможность отсутствует	
		110/6	Т-2	ТРДН-25000/110-76У1	115/6,3	25	2017	100	14,9	14,2	15,78	11,17	13,88	12,2	13,3	10,5	9,4	11,8	возможность отсутствует	
6	ПС 110 кВ ПС-20	110/35/6	Т-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	115/38,5/6,6	16	2021	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	возможность отсутствует
		110/35/6	Т-2	ТДН-16000/110-У1	115/38,5/6,6	16	1987	100	7,4	7,2	6,9	8,9	9,2	4,7	4,5	5,3	5,4	5,1	возможность отсутствует	
7	ПС 110 кВ ПС Омега	110/6	Т-1	ТРДН-25000/110 ВМ У1	115/6,6	25	2014	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	возможность отсутствует
		110/6	Т-2	ТРДН-25000/110-66	115/6,6	25	2014	100	4,2	5,0	5,6	8,1	10,8	4,2	3,2	4,3	6,4	7,5	возможность отсутствует	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ ПС-4	Т-1	ТДН-16000-110-У1	1989	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	ТРДН-25000/110-66	1974	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110-66	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-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	Т-1	ТДН-10000/110	1967	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-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-20	Т-1	ТДТН-16000/110 ВМ У1	2021	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110-У1	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	2003	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110 У1	2008	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	ТРДН-25000/110-76У1	1996	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-76У1	2017	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ ПС Омега	Т-1	ТРДН-25000/110 ВМ У1	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110-66	2014	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ ПС-4	2019	4,5	ПС 110 кВ ПС-4	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,52	1,61	н/д	0,25	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	
2	ПС 110 кВ ПС-5	2021	37,3	ПС 110 кВ ПС-5	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	2131/04-1792	15.07.2020	–	1,38	0	6	0,53	37,889	37,889	37,889	37,889	37,889	37,889
				ПС 110 кВ ПС-5	ТУ на ТП менее 670 кВт	2024	3,917	0,505	н/д									
3	ПС 110 кВ ПС-10	2022	14,57	ПС 110 кВ ПС-10	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,91	0,74	н/д	0,59	15,199	15,199	15,199	15,199	15,199	15,199
4	ПС 110 кВ ПС-11	2022	37,45	ПС 110 кВ ПС-11	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,78	0,59	н/д	0,48	37,958	37,958	37,958	37,958	37,958	37,958
5	ПС 110 кВ ПС-15	2020	25,61	ПС 110 кВ ПС-15	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,705	0,48	н/д	0,371	26,01	26,01	26,01	26,01	26,01	26,01
6	ПС 110 кВ ПС-20	2022	9,2	ПС 110 кВ ПС-20	ФКП «УЗКС МО РФ»	2129/04-1790	23.06.2020	–	0,70	0	6	0,43	9,66	9,66	9,66	9,66	9,66	9,66
				ПС 110 кВ ПС-20	ТУ на ТП менее 670 кВт	2024	2,849	0,348	н/д									
7	ПС 110 кВ ПС Омега	2022	10,8	ПС 110 кВ ПС Омега	ЕДКС ГКУ ГС	25019-2804	23.12.2019	–	3,80	0	0,4	3,953	15,051	15,051	15,051	15,051	15,051	15,051
				ПС 110 кВ ПС Омега	БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-КОММЕРЧЕСКАЯ ФИРМА ХРИЗОЛИТ ООО	25020-0993	29.06.2020	–	1,59	0	0,4							
				ПС 110 кВ ПС Омега	ООО «СЗ «ЧАЙКА»	25021-0621	16.04.2021	–	1,08	0	0,4							
				ПС 110 кВ ПС Омега	УИСП МИНОБОРОНЫ РОССИИ ФГАУ	25021-1415	01.11.2021	–	1,00	0	0,4							
				ПС 110 кВ ПС Омега	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	25021-2066	01.12.2021	–	0,85	0	6							
				ПС 110 кВ ПС Омега	СЗ КОРАБЕЛЬНЫЙ-2 ООО	25022-1314	26.05.2022	–	1,94	0	0,4							
				ПС 110 кВ ПС Омега	ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России	2802/04-2462/7670	10.02.2022	–	0,85	0	6							
				ПС 110 кВ ПС Омега	ТУ на ТП менее 670 кВт	2024	4,53	0,33	н/д									

### 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, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов (Т-1, Т-2).

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +5,7 °С 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 5,297 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,589 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр1+2} = 29 + 0,457 + 0 - 0 = 29,457 \text{ МВА};$$

$$S_{персп}^{тр3} = 8,3 + 0,132 + 0 - 0 = 8,432 \text{ МВА},$$

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;

0,457 и 0,132 МВА – мощность новых потребителей, подключаемых к соответствующим трансформаторам пропорционально загрузке 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 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов Т-1 (Т-2), при этом загрузка Т-3 составит всего 47 %.

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 %, т. е. имеется возможность нести дополнительную нагрузку в объеме 9,488 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-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. Загрузка единственного трансформатора ПС составляет при этом 26 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

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 2,52 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,269 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 4,5 + 0,269 + 0 - 0 = 4,77 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка единственного трансформатора ПС составит 28 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформатора.

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, а также установка второго трансформатора 25 МВА).

Необходимо отметить, что техническими условиями на технологическое присоединение ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства» предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с установкой второго силового трансформатора Т-2 номинальной мощностью 16 МВА и с установкой одного выключателя 110 кВ.

#### 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  $S_{\text{ддн}}$ , что превышает  $S_{\text{ддн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,6 °С 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 5,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,629 МВА).

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



$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,57 + 0,629 + 0 - 0 = 15,199 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % 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 3,881 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,199 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.

При этом, согласно предложениям ООО «Севастопольэнерго», рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА, которая согласно результатам расчетов оказалась не обоснована.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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 4,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,508 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 37,45 + 0,508 + 0 - 0 = 37,958 \text{ МВА.}$$

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 4,458 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,958 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, – ООО «Севастопольэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 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 3,705 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,399 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,61 + 0,399 + 0 - 0 = 26,01 \text{ МВА.}$$

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 трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

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 при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 46 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 51 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

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

коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +2,6 °С 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 3,549 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,455 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,2 + 0,46 + 0 - 0 = 9,66 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 48 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  данного трансформатора, при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 53 % 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 и с установкой секционного элегазового выключателя 110 кВ).

#### ПС 110 кВ ПС Омега.

Согласно данным в таблицах 8, 9 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 35 % от  $S_{\text{ддн}}$ , что не превышает  $S_{\text{ддн}}$  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 15,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 4,251 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,8 + 4,251 + 0 - 0 = 15,051 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 48 % 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 Омега с заменой Т-1 и Т-2 мощностью 2×25 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×40 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 Непринятые 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 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ПС 35 кВ ПС-9, с переводом на напряжение 110/35/6 кВ, с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ номинальной мощностью не менее 16 МВА каждый. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ в расщелку ВЛ 110 кВ ПС Любимовка – ПС Севастополь до ПС 110 кВ ПС-9
2	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Любимовка с установкой трансформаторов 2×25МВА. Сооружение ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Севастополь до планируемой ПС 110 кВ Любимовка. Сооружение ВЛ 110 кВ от планируемой ПС 330 кВ Нахимовская до планируемой ПС 110 кВ Любимовка
3	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ ПС Капитанская с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на проектируемую ПС 110 кВ Капитанская в расщелку ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-5 с образованием ВЛ 110 кВ ПС Капитанская – ПС-5
4	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ с подключением ее к отпайкам ВЛ 110 кВ ПС Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ. Сооружение ВЛ 110 кВ от проектируемой 2-х цепной ВЛ к ПС 330 кВ Севастополь, реконструкция ПС 330 кВ Севастополь со строительством двух новых линейных ячеек (второй этап)
5	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ ПС Фиолент с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110кВ Фиолент от проектируемой двухцепной ВЛ 110 кВ
6	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Горпищенко с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ в расщелку ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 до ПС Горпищенко

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
7	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Байдары с установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Байдары. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС-10 с расширением на две линейных ячейки. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ ПС-10 – ПС Байдары
8	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Сапун Гора с установкой трансформаторов 2×10 МВА. Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ в рассечку ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 до ПС 110 кВ Сапун гора
9	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Красная горка с установкой трансформаторов 2×25 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Красная горка от ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17, ВЛ 110 кВ ПС Нахимовская – ПС-15
10	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ ПС Сахарная Головка с установкой трансформаторов 2×6,3 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Сахарная Головка в рассечку ВЛ 110 кВ ПС Севастополь – ПС-10
11	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Ласпи с установкой трансформаторов 2×25 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ Ласпи
12	ООО «Севастопольэнерго»	Строительство новой ПС 110 кВ Молочная с установкой трансформаторов 2×16 МВА. Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ на планируемую ПС 110 кВ ПС Молочная отпайками от ВЛ 110 кВ ПС Нахимовская – ПС-15 и вновь образованной ВЛ 110 кВ ПС Индустриальная – ПС-6
13	ООО «Севастопольэнерго»	Реконструкция ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 с заменой провода сечением с пропускной способностью не менее, чем у провода АС сечением 240 мм <sup>2</sup>

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

### 3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

На территории г. Севастополя до 2029 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

#### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9163	9468	9961	10178	10302	10394	10398
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	305	493	217	124	92	4
Годовой темп прироста, %	–	3,33	5,21	2,18	1,22	0,89	0,04
<i>г. Севастополь</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1757	1799	1869	1909	1933	1962	1978
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	42	70	40	24	29	16
Годовой темп прироста, %	–	2,39	3,89	2,14	1,26	1,50	0,82
Доля потребления электрической энергии г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	19,2	19,0	18,8	18,8	18,8	18,9	19,0

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется на уровне 10398 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,32 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в 2025 году и составит 493 млн кВт·ч или 5,21 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 4 млн кВт·ч или 0,04 %.

Потребление электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется на уровне 1978 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,82 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории г. Севастополя прогнозируется в 2025 году и составит 70 млн кВт·ч или 3,89 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 16 млн кВт·ч или 0,82 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории г. Севастополя и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – 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.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в целом, в том числе по г. Севастополю, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с выделением данных по г. Севастополю

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	1707	1800	1828	1847	1853	1858	1864

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	93	28	19	6	5	6
Годовой темп прироста, %	–	5,45	1,56	1,04	0,32	0,27	0,32
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5368	5260	5449	5511	5560	5594	5578
<i>в том числе г. Севастополь</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, МВт	345	359	363	368	372	377	381
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	14	4	5	4	5	4
Годовой темп прироста, %	–	4,06	1,11	1,38	1,09	1,34	1,06
Доля потребления мощности г. Севастополя в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя, %	20,2	19,9	19,9	19,9	20,1	20,3	20,4
Число часов использования потребления мощности, ч/год	5093	5011	5149	5188	5196	5204	5192

Потребление мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к 2029 году прогнозируется на уровне 1864 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,00 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 93 МВт или 5,45 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 5 МВт или 0,27 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период в целом останется разуплотненным, но к 2029 году будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5578 ч/год в 2029 году против 5260 ч/год в 2024 году. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности г. Севастополя к 2029 году прогнозируется на уровне 381 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,12 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 14 МВт или 4,06 %, в 2025, 2027 и 2029 годах – наименьший годовой прирост по 4 МВт или 1,11–1,06 %.

Доля г. Севастополя в общем потреблении мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя прогнозируется в диапазоне 19,9–20,4 %.

Годовой режим потребления электрической энергии г. Севастополя в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2029 году прогнозируется на уровне 5192 час/год.



В целом, 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 5.



Рисунок 5 – 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 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2029 году составит 662,1 МВт. К 2029 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 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, представлена на рисунке 6.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 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
ВИЭ – всего	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
СЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

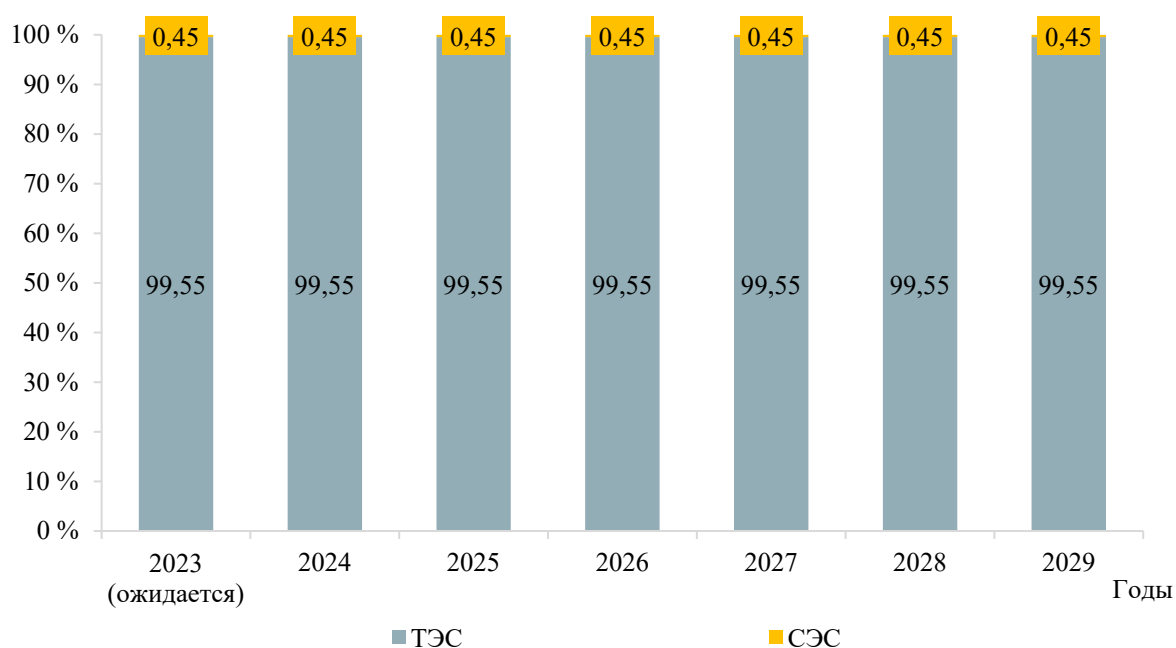


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя

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 2024–2029 годы**

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 15.

Таблица 15 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка 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 – Алушка 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 – 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
4	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	АО «Крымэнерго»	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	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная ориентировочной протяженностью 9 км	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	–	18	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	5	–	–	–	–	–	–	5	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
12	Демонтаж заходов ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 на ПС-11	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	0,02 0,03	–	–	–	–	–	–	0,05	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: – 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
14	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: 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
15	Создание устройства РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ: 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 16 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 16 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-4 с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА и установкой одного выключателя 110 кВ	ООО «Севастопольэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства»	ГКУ г. Севастополя «Единая дирекция капитального строительства»	–	0,39
2	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Казачья	ПАО «Россети»	330	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	–	8,676
3	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Казачья ориентировочной протяженностью 25 км каждая	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	–	2×25	–	–	–	–	–	50				
4	Строительство ПС 110 кВ Казачья с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32				
5	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				
6	Строительство двух отпайек от ЛЭП 110 кВ Севастополь – Казачья до ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 2 км каждая с образованием двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная 1,2 с отпайками на ПС 110 кВ Казачья	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4				8,0

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

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

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.



Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

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

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 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 проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) приказа Минэнерго России от 17.10.2022 № 1126 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 8 июня 2022 г. № 512»;

2) утвержденной приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 29.12.2022 № 429-ОД инвестиционной программы общества с ограниченной ответственностью «Севастопольэнерго» и изменений, вносимых в инвестиционную программу общества с ограниченной ответственностью «Севастопольэнерго», утвержденную приказом Департамента городского хозяйства города Севастополя от 29.12.2021 № 452-ОД;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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. Севастополя 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территории г. Севастополя осуществляют свою деятельность 2 сетевые организации: ООО «Севастопольэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 94 % в суммарной НВВ сетевых организаций г. Севастополя) и ФГУП «102 ПЭС» Минобороны России (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 6 % 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. Севастополя 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, 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:

---

<sup>1</sup> Приказ Управления по тарифам г. Севастополя от 21.11.2022 № 186-УТ.

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 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 группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % 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 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год приказом Управления по тарифам города Севастополя от 25.11.2022 № 185-УТ (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО г. Севастополя, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей г. Севастополя, 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. Севастополя, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в г. Севастополе, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии,

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 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).

скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 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 экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии г. Севастополя по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	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	3,3 %	5,2 %	2,2 %	1,2 %	0,9 %	0,0 %

### 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 основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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 г. Севастополя представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для г. Севастополя (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	721	804	802	448	374	374
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	387	464	486	73	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	840	995	1038	684	610	610

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополя 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 21 и на рисунке 7.

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 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополя 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,3
НВВ	млрд руб.	3,4	3,7	3,8	3,4	3,3	3,3
$\Delta$ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,05	0,1	-0,02	-0,6	-0,9	-1,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4
Среднегодовой темп роста	%	–	101	103	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,2	2,2	2,0	1,9	1,9
Среднегодовой темп роста	%	–	102	101	90	95	99
$\Delta$ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,03	-0,01	-0,3	-0,5	-0,6

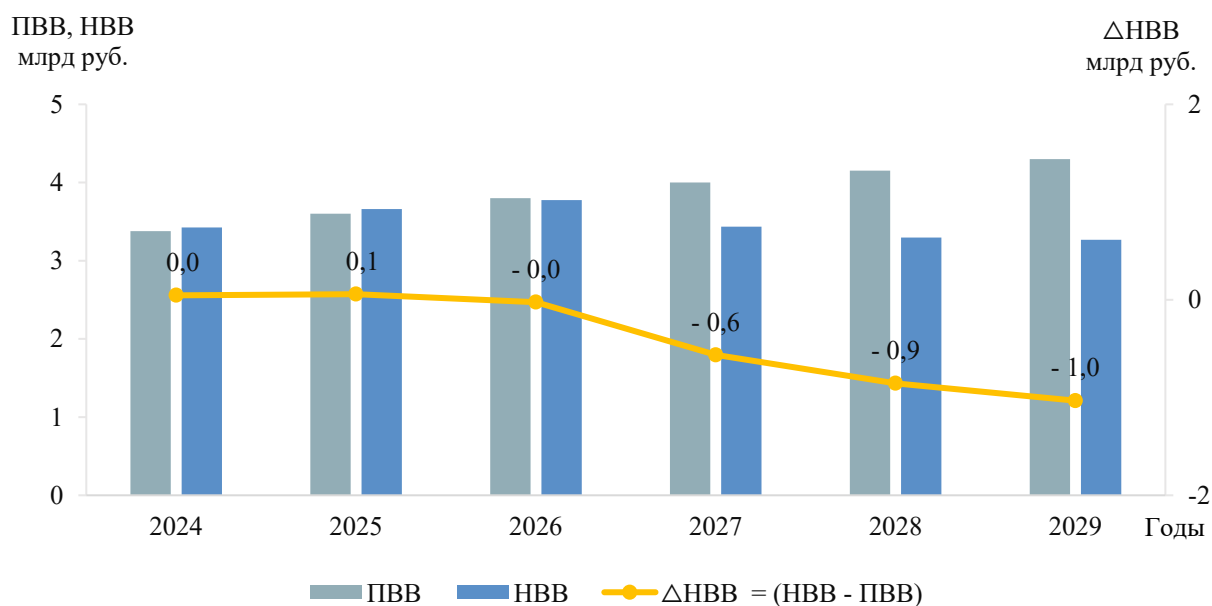


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО г. Севастополя при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО г. Севастополя 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. Севастополя 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки в период 2024–2026 годы в сценарии 2 и в период 2024–2027 годы – в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за период наличия дефицита составляет 0,1 и 0,2 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

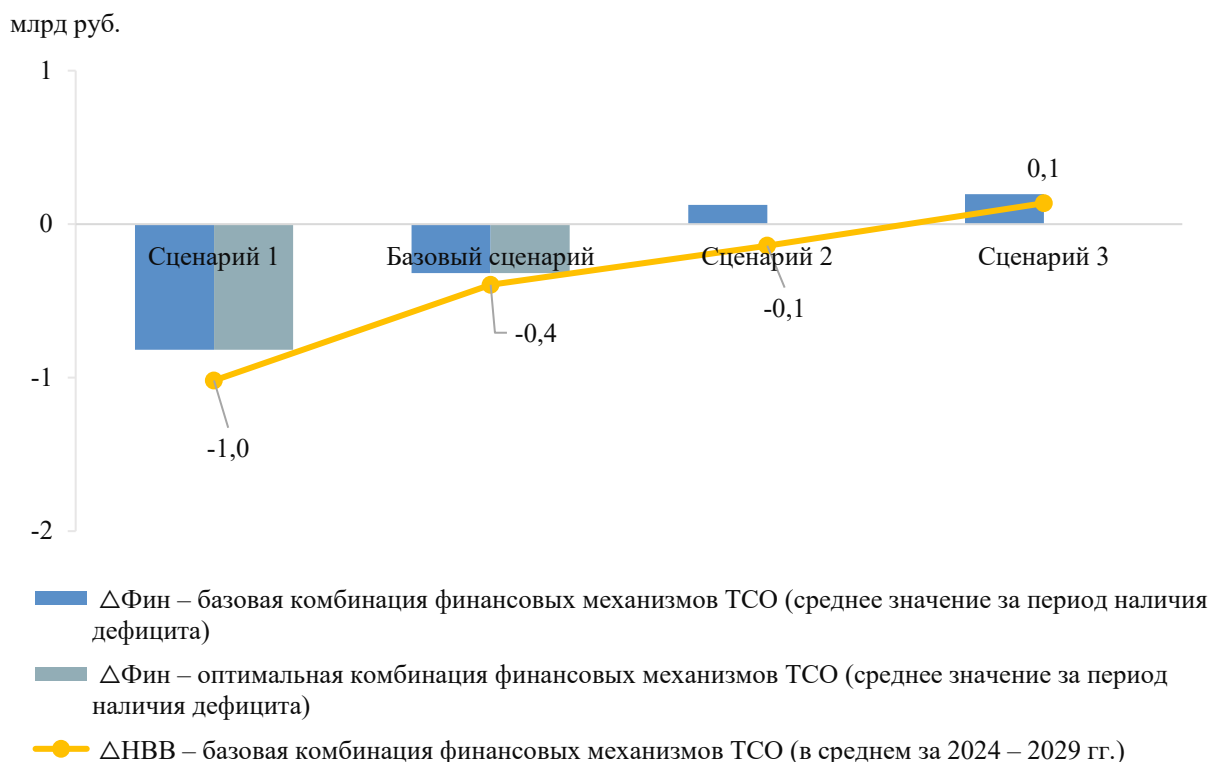


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории г. Севастополя

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период наличия дефицита)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	8 %	13 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	9 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях за счет изменения финансовых механизмов (таблица 22), включая наиболее пессимистичный сценарий – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года.

## 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 2029 году в объеме 1978 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста за рассматриваемый прогнозный период – 1,82 %.

Потребление мощности г. Севастополя к 2029 году составит 381 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,12 %.

Годовое число часов использования потребления мощности г. Севастополя в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5011–5204 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 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, расположенных на территории г. Севастополя, в 2029 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 76,8 км (без учета строительства транзита 110 кВ Севастополь – Ялта – Лучистое в двухцепном исполнении), трансформаторной мощности 380 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					01.01.2023									
					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	20,0	
		3	P-13-29		13,0	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	22,5	
		2	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	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	22,5	
		4	FT8-3 MOBILEPAC		22,5	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	19,6	
	6	FT8-3 MOBILEPAC	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7			
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	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 «Технопромэкс-порт»			Газ, дизельное топливо										
		1	ПГУ		251,4	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	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 <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	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 – Алушка 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	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1832,86	1832,86
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 – Алушка 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	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1689,58	1689,58
			Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алушка с отпайкой на ПС ПС-10 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	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408				
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	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1809,51	1809,51



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
4	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	АО «Крымэнерго»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3185,46	3070,36
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	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
6	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 330 кВ Севастополь с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – Индустриальная	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	124,43	124,43
7	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	795,08	795,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
8	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ Севастополь - Индустриальная ориентировочной протяженностью 9 км	ФГУП 102 ПЭС Минобороны России	110	км	2×9	–	–	–	–	–	–	18	–	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	217,22	217,22
9	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов ЛЭП 110 кВ ПС-6 – ПС-11 на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 6 км каждый	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	194,91	194,91
10	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 АС-120 ориентировочной протяженностью 5 км с увеличением пропускной способности	ООО «Севастопольэнерго»	110	км	5	–	–	–	–	–	–	5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	9,38	9,38
11	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	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	62,22	62,22

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
12	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	156,79	156,79
13	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	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	242,51	242,51
14	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 110 кВ ПС-12: - 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	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	25,95	25,95
15	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на ПС 330 кВ Севастополь: - 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 допустимых значений	3,52	3,52

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
16	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание устройств РЗ (основных защит) на Севастопольской ТЭЦ; - 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	3,52	3,52

#### Примечания

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

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