



## ГУБЕРНАТОР ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ

### РАСПОРЯЖЕНИЕ

«16» 12. 2019

№ 520-РГ

Об утверждении схемы  
и программы перспективного  
развития электроэнергетики  
города Севастополя  
на 2019–2023 годы

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», Уставом города Севастополя с целью развития сетевой инфраструктуры, обеспечения удовлетворения спроса потребителей города Севастополя на электрическую энергию и мощность:

1. Утвердить схему и программу перспективного развития электроэнергетики города Севастополя на 2019–2023 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Департаменту общественных коммуникаций города Севастополя (Солопеко А.С.) опубликовать настоящее распоряжение на официальном сайте Правительства Севастополя.

3. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора города Севастополя от 20.12.2018 № 559-РГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики города Севастополя на 2018–2022 годы».

4. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

5. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора — Председателя Правительства Севастополя, координирующего работу в сфере электроэнергетики и теплоснабжения.

Исполняющий обязанности  
временного исполняющего обязанности  
Губернатора города Севастополя

Д.А. Солодовников

000680

УТВЕРЖДЕНЫ  
распоряжением Губернатора  
города Севастополя  
от 16.12.2019 № 520-РГ

СХЕМА И ПРОГРАММА  
ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ  
НА 2019 – 2023 ГОДЫ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (МОСКОВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ)»

УТВЕРЖДАЮ  
Энергетический директор  
Д.Н. Ярош  
2019 г.

## ОТЧЕТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

### «СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОРОДА СЕВАСТОПОЛЯ НА 2019-2023 ГОДЫ»

Главный инженер

П.С. Антонов

Начальник отдела развития энергетических  
систем в г. Екатеринбурге

И.П. Родин

Ответственный исполнитель,  
ведущий эксперт отдела развития  
энергетических систем в г. Екатеринбурге

Я.М. Королев

Москва 2019

## Содержание

1	Общая характеристика и население города Севастополь .....	7
2	Анализ существующего состояния электроэнергетики города Севастополь за прошедший пятилетний период .....	12
2.1	Характеристика энергорайона города Севастополь .....	12
2.2	Отчетная динамика потребления электроэнергии города Севастополь за последние 5 лет .....	13
2.3	Структура электропотребления по основным группам потребителей города Севастополя .....	14
2.4	Перечень крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии за последние 5 лет .....	15
2.5	Динамика изменения максимума нагрузки энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет .....	17
2.6	Структура установленной электрической мощности на территории города Севастополь .....	18
2.7	Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок-станций), установленная мощность которых превышает 5 МВт .....	20
2.8	Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности .....	21
2.9	Анализ существующего баланса электрической энергии энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет .....	23
2.10	Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ .....	25
2.11	Основные внешние электрические связи энергорайона г. Севастополь .....	29
2.12	Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет .....	30
2.13	Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (при их наличии) в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей города Севастополь за последние 5 лет .....	32
2.14	Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в г. Севастополь, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввод в эксплуатацию .....	36
2.15	Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории г. Севастополь .....	53
2.16	Единый топливно-энергетический баланс г. Севастополь за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД .....	55

3	Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории города Севастополь .....	56
3.1	Характеристика функционирования энергорайона г. Севастополь .....	56
3.2	Перечень существующих «узких мест» в энергорайоне г. Севастополь.....	71
4	Основные направления развития электроэнергетики города Севастополь.....	73
4.1	Прогноз потребления электрической энергии и мощности.....	73
	<i>Базовый прогноз потребления электрической энергии и мощности.....</i>	<i>74</i>
	<i>Умеренно-оптимистический прогноз потребления электрической энергии и мощности</i>	<i>79</i>
4.2	Перечень основных существующих потребителей с указанием перспективной мощности и электропотребления.....	84
4.3	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях г. Севастополь мощностью 5 МВт и более на 5-летний период.....	86
	<i>Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для базового варианта .....</i>	<i>86</i>
	<i>Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для умеренно-оптимистического варианта .....</i>	<i>86</i>
4.4	Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности .....	87
	<i>Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для базового варианта .....</i>	<i>87</i>
	<i>Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для умеренно-оптимистического варианта .....</i>	<i>88</i>
4.5	Прогноз развития энергетики г. Севастополя на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива .....	89
4.6	Анализ расчетов электрических режимов электрической сети энергорайона г. Севастополь.....	95
	Анализ расчетов электрических режимов для базового варианта .....	97
	Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования .....	101
	Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта .....	114
	Анализ расчетов электрических режимов для базового варианта с учетом альтернативного варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 .....	115
	Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта учетом альтернативного варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 .....	118

Анализ расчетов электрических режимов электрической сети 35 кВ и выше энергорайона г. Севастополь в условиях вывода из работы Севастопольской ТЭЦ в 2021 году.....	119
Анализ расчетов электрических режимов для умеренно-оптимистического варианта.....	120
Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования для умеренно-оптимистического прогноза развития.....	128
Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для умеренно-оптимистического варианта.....	140
4.7 Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергорайона г. Севастополь .....	140
4.8 Определение (уточнение) перечня «узких мест» в электрической сети.....	144
4.9 Формирование перечня мероприятий по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и выше для ликвидации «узких мест».....	144
4.10 Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов Единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на 2019-2025 гг. ....	144
4.11 Сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше г. Севастополя.....	144
4.12 Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергорайона г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период	145
4.13 Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергорайона г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период .....	145
4.14 Разработанные рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей.....	147
4.15 Плановые показатели уровня надежности и качества оказываемых услуг.....	151
4.16 Разработка дополнительного раздела с рекомендациями по развитию части сети 35 кВ на основании информации, предоставленной ОИВ .....	153
4.17 Формирование сводных данных по развитию сетей 35-10-6-0,4 кВ с учетом перспективной потребности в бюджетной сфере, промышленности и строительстве жилья .....	153
4.18 Обоснование предлагаемых мероприятий по развитию электрических сетей, в т.ч. предлагаемых ОИВ и субъектами электроэнергетики в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики, республиканскими и федеральными программами социально-экономического развития региона .....	154
4.19 Разработка основных технических решений по оснащению электрической сети и электростанции энергосистемы Республики Крым оборудованием системы мониторинга переходных процессов (СМПР).....	155
4.20 Техничко-экономические показатели развития электрической сети.....	155
5 Основные направления развития теплоэнергетики г. Севастополь.....	161

5.1	Прогноз потребления тепловой энергии на период разработки СиПР .....	161
5.2	Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе .....	164
5.3	Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках энергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объемов малой распределенной энергетики .....	166
5.4	Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований города Севастополь с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных) .....	175
5.5	Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований г. Севастополя с учетом максимального развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей) .....	176
5.6	Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепло с высокой эффективностью топливоиспользования .....	176
5.7	Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных, их размещению .....	176
5.8	Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей .....	178
5.9	Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории города Севастополь на период разработки СиПР .....	178
5.10	Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), газопоршневых ТЭЦ с когенерацией и других источников энергии, а также мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению на территории города Севастополь. ....	178
5.11	Мероприятия по строительству новых источников, реконструкции, технического перевооружения и модернизации системы теплоснабжения города Севастополь .....	178

## Введение

Научно-исследовательская работа «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики г. Севастополь на 2019–2023 годы» (далее – Схема и Программа) разработаны во исполнение требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823.

Схема и Программа определяют основные цели и направления перспективного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, нацелены на обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство энергообъектов.

Основными задачами Схемы и Программы являются:

- обеспечение надежного функционирования энергорайона г. Севастополь в долгосрочной перспективе;
- обеспечение баланса между производством и потреблением в энергорайоне г. Севастополь, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов.
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Настоящая научно-исследовательская работа разработана АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)» по заказу ГБУ «Центр энергоэффективности и развития городской инфраструктуры города Севастополя», действующего от имени субъекта Российской Федерации – города федерального значения Севастополь.

## 1 Общая характеристика и население города Севастополь

Город Севастополь – город федерального значения, город со специальным статусом, Город – Герой. Город Севастополь – незамерзающий морской торговый и рыбный порт, промышленный, научно-технический, рекреационный и культурно-исторический центр, расположенный на юго-западе Крымского полуострова на обоих берегах Севастопольской бухты (на так называемом Гераклейском полуострове), на побережье Черного моря. Площадь территории города составляет 863,6 км<sup>2</sup>, включая акватории бухт – 1079,6 км<sup>2</sup>.

На рисунке 1.1 показано расположение города Севастополь на карте Республики Крым.



Рисунок 1.1 – Расположение города Севастополь на карте Республики Крым

Севастополь находится в часовой зоне МСК (московское время). Смещение применяемого времени относительно UTC составляет +3:00.

По состоянию на 01 января 2019 года Севастополь является 77 городом по численности населения среди субъектов России. По данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю, по состоянию на 01.01.2019 года население города Севастополь составляет 443 212 человек, из которых 76 391 человек (17,2%) моложе трудоспособного возраста, 246 296 человек (55,6%) трудоспособного возраста, 120 525 человека (27,2%) старше трудоспособного возраста. Городское население по состоянию на 01.01.2019 года составило 412 563 человека (93,1%), сельское население – 30 649 человек (6,9%). Среднегодовая численность постоянного

населения в 2018 году составила 439 941 человек, что выше среднегодовой численности 2017 года на 7 229 человек. Городского населения в среднем в 2018 году зарегистрировано 409 269 человек, сельского – 30 672 человека.

Всего в Севастополе мужчин – 208 745 человек (47,1 %) женщин – 234 467 человек (52,9 %). Средний возраст населения в Севастополе составляет 41 год, средняя продолжительность жизни жителей Севастополя – 69,7 года, что незначительно выше среднего показателя по стране (69,3). В целом, наблюдается постепенное демографическое старение, так как растёт количество граждан предпенсионного и пенсионного возраста на уровне низкой рождаемости и высокой смертности.

Плотность населения составляет 513,21 чел./км<sup>2</sup>.

В рамках административно-территориального устройства Севастополь разделён на 4 административно-территориальные единицы – 4 района города Севастополя: Балаклавский район, Гагаринский район, Ленинский район, Нахимовский район.

В рамках муниципального устройства, в границах районов города были образованы 10 внутригородских муниципальных образований: 1 город и 9 муниципальных округов. В состав муниципальных образований города федерального значения Севастополя входят следующие населенные пункты:

***Балаклавский район:***

1. Балаклавский муниципальный округ (нп. Балаклава, с. Хмельницкое, с. Первомайское, с. Штурмовое, п. Сахарная головка, с. Черноречье, с. Флотское, 1-ое отделение Золотой Балки, 3-е отделение Золотой Балки, с. Оборонное, с. Морозовка);

2. Внутригородское муниципальное образование города Севастополя город Инкерман;

3. Орлиновский муниципальный округ (с. Орлиное, с. Колхозное, с. Кизиловое, с. Новобобровка, с. Озерное, с. Павловка, с. Передовое, с. Подгорное, с. Родниковое, с. Россошанка, с. Тыловое, с. Широкое, с. Гончарное, с. Резервное);

4. Терновский муниципальный округ (с. Терновка, с. Родное); 2

***Гагаринский район:***

5. Гагаринский муниципальный округ;

***Ленинский район:***

6. Ленинский муниципальный округ;

***Нахимовский район:***

7. Нахимовский муниципальный округ;

8. Вехнесадовский муниципальный округ (с. Верхнесадовое, с. Дальнее, с. Камышлы, с. Пироговка, с. Поворотное, с. Фронтное, с. Фруктовое);

9. Андреевский муниципальный округ (с. Андреевка, с. Солнечное);

10. Качинский муниципальный округ (п. Кача, с. Вишневое, с. Полюшко, с. Орловка, с. Осипенко).

Всего 42 населенных пункта (поселка, села), распределенных по районам и соответствующим внутригородским муниципальным образованиям.

Севастополь является крупнейшим центром рыбодобывающей и рыбоперерабатывающей промышленности. В 1964 году на берегах Камышовой бухты был построен Севастопольский морской рыбный порт, базовый для рыболовного флота юга страны. На 2004 год в городе работало 28 предприятий по вылову и переработке рыбы. Крупнейшие из них — ОАО «Севастопольский рыбоконсервный завод», ООО «Рыбоконсервный комбинат «Новый»».

ПК Севастополя включает 21 тыс. Га земель сельхозугодий, на которых расположены 4,2 тыс. Га виноградников (со средней урожайностью 44,5 ц/Га), и около 800 Га садов, «имеется небольшое животноводство» в количестве 2481 голов крупного рогатого скота.

Виноградарско-винодельческая отрасль является ведущей отраслью агропрома города. Площадь, занятая виноградниками – около 4 тыс. Га, в 2016 году заложены новые виноградники на площади 457 Га. Также, по данным за 2016 год, в городе было произведено около 20 млн. бутылок вина, что поставило Севастополь на 4-е место среди регионов России. Шампанское и игристые вина выпускает «Севастопольский винзавод», марочные вина – «Инкерманский завод марочных вин». Завод является одним из крупнейших налогоплательщиков города — в 2015 году было уплачено налогов на общую сумму 628 млн. рублей. На предприятии занято 1300 человек. Кроме того, в окрестностях города с 1968 года расположены виноградники агрофирмы «Золотая балка», которая запустила собственное производство с ежегодным объёмом продукции в 5,5 млн бутылок игристых вин.

В Севастополе работает несколько судоремонтных и судостроительных заводов, крупнейшим из которых является 13-й судоремонтный завод, обеспечивающий работой почти 1800 человек и являющийся крупнейшим налогоплательщиком города. Также, среди них – одно из крупнейших подобных предприятий Азово-Черноморского региона с более чем 200-летней историей – ПАО «Севастопольский морской завод». На этом заводе строились самые крупные по грузоподъёмности морские плавучие краны СССР – от 100 до 1600 тонн. С середины XX века на судостроительную отрасль города работает завод судовой светотехники «Маяк».

В городе расположены крупные конструкторские бюро, такие как ЦКБ «Коралл» и ЦКБ «Черноморец», которые занимаются разработкой проектов для военного судостроения и добычи природных ресурсов в Арктике. Производством электрооборудования и радиоаппаратуры занимается КБ «Коммутационной аппаратуры».

Многие дома современного Севастополя построены из Инкерманского известняка, добыча которого ведётся в районе города открытым способом строительными предприятиями, такими, как основанный в 1944 году для

восстановления разрушенного Севастополя Инкерманский завод строительных материалов.

Швейная и трикотажная промышленность представлена рядом предприятий, выпускающих изделия, пользующиеся широким спросом. Швейная фабрика им. Н. Ониловой снабжена сложными агрегатами с программным управлением. С конвейеров фабрики ежегодно сходят несколько тысяч мужских костюмов.

Схемой и программой развития электроэнергетики города Севастополя на 2018–2022 годы были предусмотрены мероприятия, направленные на устранение выявленных «узких» мест в электрической сети и недопущение возможности их появления в перспективе. В таблице 1.1 приведен мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики города Севастополя на 2018–2022 годы по состоянию на 01.06.2019 г.

Таблица 1.1 Мониторинг исполнения мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики города Севастополь на 2018–2022 годы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Год ввода объекта	Технические характеристики	Выполнение мероприятия
			ВЛ, км ПС, МВА	
1.	Сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ	ПИР (2019), СМР (2020- 2021)	14 км, АС-240	Не выполнено
2.	Выполнение реконструкции ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ в целях обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ	2020	-	Не выполнено
3.	Выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12	2020	-	Не выполнено
4.	Замена существующего ТЗ ПС 110 кВ ПС-5 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью не менее 25 МВА	2022	25 МВА	Не выполнено
5.	*Замена существующих Т1 и Т2 ПС 35 кВ ПС-7 мощностью 7,5 МВА и 6,3 МВА соответственно на трансформаторы мощностью не менее 10 МВА	2021	2x10 МВА	Не выполнено
6.	Замена существующих Т1 и Т2 ПС 110 кВ ПС-10 мощностью по 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью не менее 16 МВА	2023	2x16 МВА	Не выполнено
7.	Установка нового ТЗ 10 МВА на ПС 110 кВ ПС-11	2022	1x10 МВА	Не выполнено
8.	Замена существующих Т1, Т2 ПС 110 кВ Мекензиевы горы мощностью по 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью не менее 25 МВА	2021	2x25 МВА	Не выполнено
9.	Выполнение реконструкции транзита ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Ялта (Дарсан) с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них, а также с расширением ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь на одну линейную	2020	21,8 (участок от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС- 10)	Не выполнено

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Год ввода объекта	Технические характеристики	Выполнение мероприятия
			ВЛ, км ПС, МВА	
	ячейку для завода на ПС 330 кВ Севастополь второй цепи рассматриваемого транзита			
10.	Сооружение новой ПС 110 кВ Фиолент с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 10 МВА каждый; со строительством двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Фиолент до ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС-16 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5	2020	2x1 км, 2x10 МВА *(2x16) МВА	Не выполнено
11.	Замена существующих Т1, Т2 ПС 110 кВ ПС-15 мощностью по 25 МВА на трансформаторы мощностью не менее 32 МВА	2023	2x32 МВА	Не выполнено

\*В случае взаимосогласованного строительства ПС 110 кВ Фиолент с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый появится возможность перевода части нагрузки ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент, и замена Т1 и Т2 на ПС-7 не потребуются

Как видно из таблицы 1.1, срок реализации мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития электроэнергетики города Севастополя на 2018–2022 годы, не наступил, в связи с чем по состоянию на 01.06.2019 выполненные мероприятия отсутствуют.

## 2 Анализ существующего состояния электроэнергетики города Севастополь за прошедший пятилетний период

### 2.1 Характеристика энергорайона города Севастополь

Крупными предприятиями и организациями, осуществляющими деятельность в сфере электроэнергетики и определяющими основу энергорайона г. Севастополь, являются:

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя» (далее – Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ);
- Генерирующие компании:
  - Филиал ООО «ВО «ТЕХНОПРОМЭКСПОРТ»» в г. Севастополе;
  - ГУПС «Севтеплоэнерго»;
  - АО «Мобильные ГТЭС»;
  - ООО «С.Энержи – Севастополь».
- Электросетевые компании:
  - ГУП РК «Крымэнерго»;
  - ООО «Севастопольэнерго»;
  - ФГУП «102 предприятие электрических сетей» Минобороны Российской Федерации.
- Энергосбытовые компании:
  - ООО «Севэнергобыт».
- Крупные потребители электрической энергии.

**Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ** осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления технологическим режимом работы энергообъектов электроэнергетики на территории всей энергосистемы Республики Крым и города Севастополь.

**ООО «Севастопольэнерго»** – предприятие, осуществляющее функции управления, передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 35-110 кВ на территории города Севастополь. В зоне эксплуатационной ответственности находятся 13 ПС высшим классом напряжения 110 кВ суммарной трансформаторной мощностью 511 МВА, 9 ПС высшим классом напряжения 35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 137,3 МВА, 18 ЛЭП 110 кВ суммарной протяженностью 135,1 км, 12 ЛЭП 35 кВ суммарной протяженностью 74,42 км. Граница эксплуатационной ответственности между ООО «Севастопольэнерго» и ГУП РК «Крымэнерго» проходит по отходящим присоединениям 110-35 кВ ПС 330 кВ Севастополь, а также ЛЭП ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10, ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы.

На территории энергорайона города Севастополь также присутствует электросетевое хозяйство ФГУП 102 ПЭС Министерства обороны Российской Федерации (одна ПС 110 кВ ПС-21 высшим классом напряжения 35 кВ, большое количество трансформаторных подстанций высшим классом напряжения 6 кВ

суммарной мощностью 215,682 МВА; кабельные линии и кабельные вводы 6 кВ суммарной протяженностью 576,59 км).

Основные энергообъекты, расположенные на территории энергорайона г. Севастополь:

1. ПС 330 кВ Севастополь;
2. Севастопольская МГТЭС;
3. Севастопольская ТЭЦ;
4. Балаклавская ТЭС;
5. СЭС ООО «С.Энерджи – Севастополь»;
6. ПС 110 кВ Омега;
7. ПС 110 кВ ПС-2;
8. ПС 110 кВ ПС-4;
9. ПС 110 кВ ПС-5;
10. ПС 110 кВ ПС-6;
11. ПС 110 кВ ПС-10;
12. ПС 110 кВ ПС-11;
13. ПС 110 кВ ПС-12;
14. ПС 110 кВ ПС-15;
15. ПС 110 кВ ПС-16;
16. ПС 110 кВ ПС-17;
17. ПС 110 кВ ПС-19;
18. ПС 110 кВ ПС-20
19. ПС 110 кВ Мекензиевы Горы.

## 2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии города Севастополь за последние 5 лет

Энергорайон города Севастополь входит в состав энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя, которая, в свою очередь, является частью объединенной энергосистемы Юга.

В настоящем разделе приведена информация на основании имеющихся отчетных данных по потреблению электрической энергии в г. Севастополь. Динамика электропотребления и темпов прироста электропотребления энергорайона города Севастополь за период 2014–2018 годы представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Динамика потребления электрической энергии г. Севастополь за 2014 – 2018 годы, млн кВт ч

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Потребление электроэнергии, млн кВт ч	1213,25	1253,86	1317,08	1357,86	1401,42
Прирост электропотребления, млн кВт ч	-	40,61	63,22	40,78	43,56
Прирост электропотребления, %	-	3,3	5,0	3,1	3,2

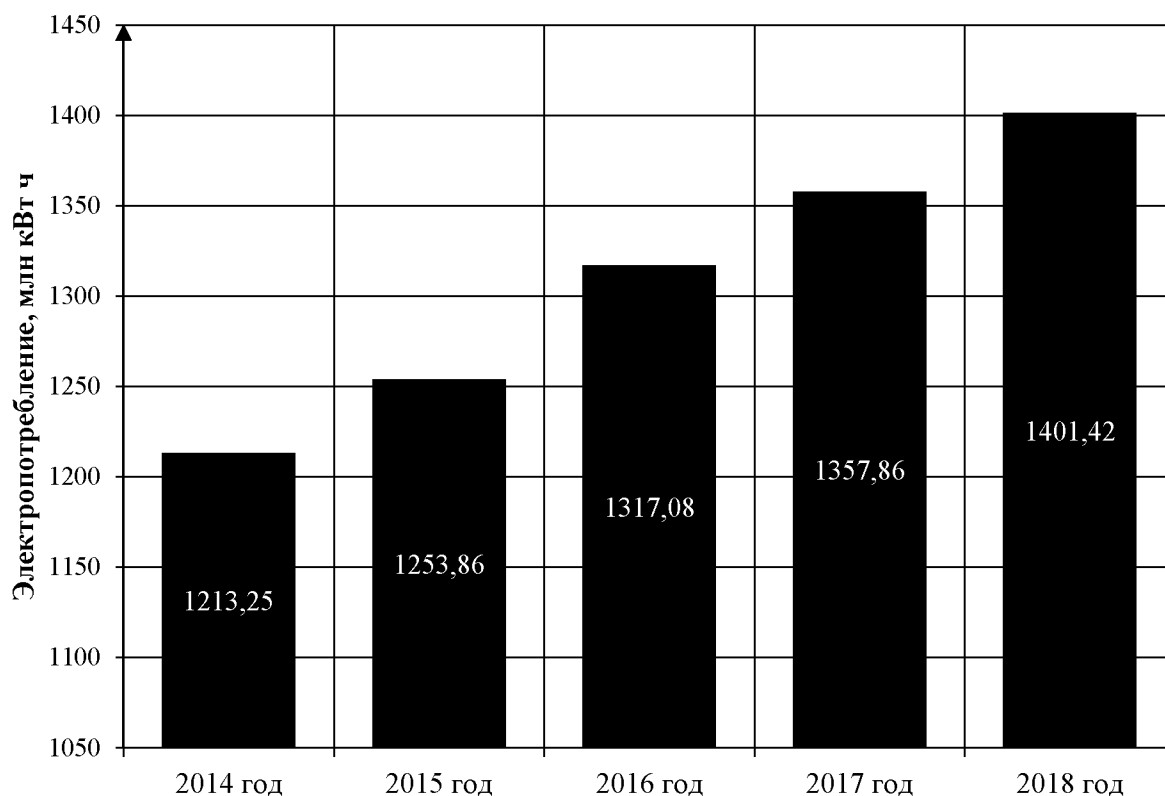


Рисунок 2.1 – Динамика электропотребления энергорайона г. Севастополь за отчетный период 2014–2018 гг.

Электропотребление энергорайона города Севастополь в 2018 году увеличилось на 43,56 млн кВт·ч (на 3,2%) по отношению к аналогичному показателю 2017 года. Как видно из рисунка 2.1, с 2014 года наблюдается постепенное и стабильное нарастание потребления электрической энергии.

### 2.3 Структура электропотребления по основным группам потребителей города Севастополя

На рисунке 2.2 приведена структура электропотребления г. Севастополь по основным группам потребителей за период 2014–2018 гг. на основе данных Федеральной службы государственной статистики.

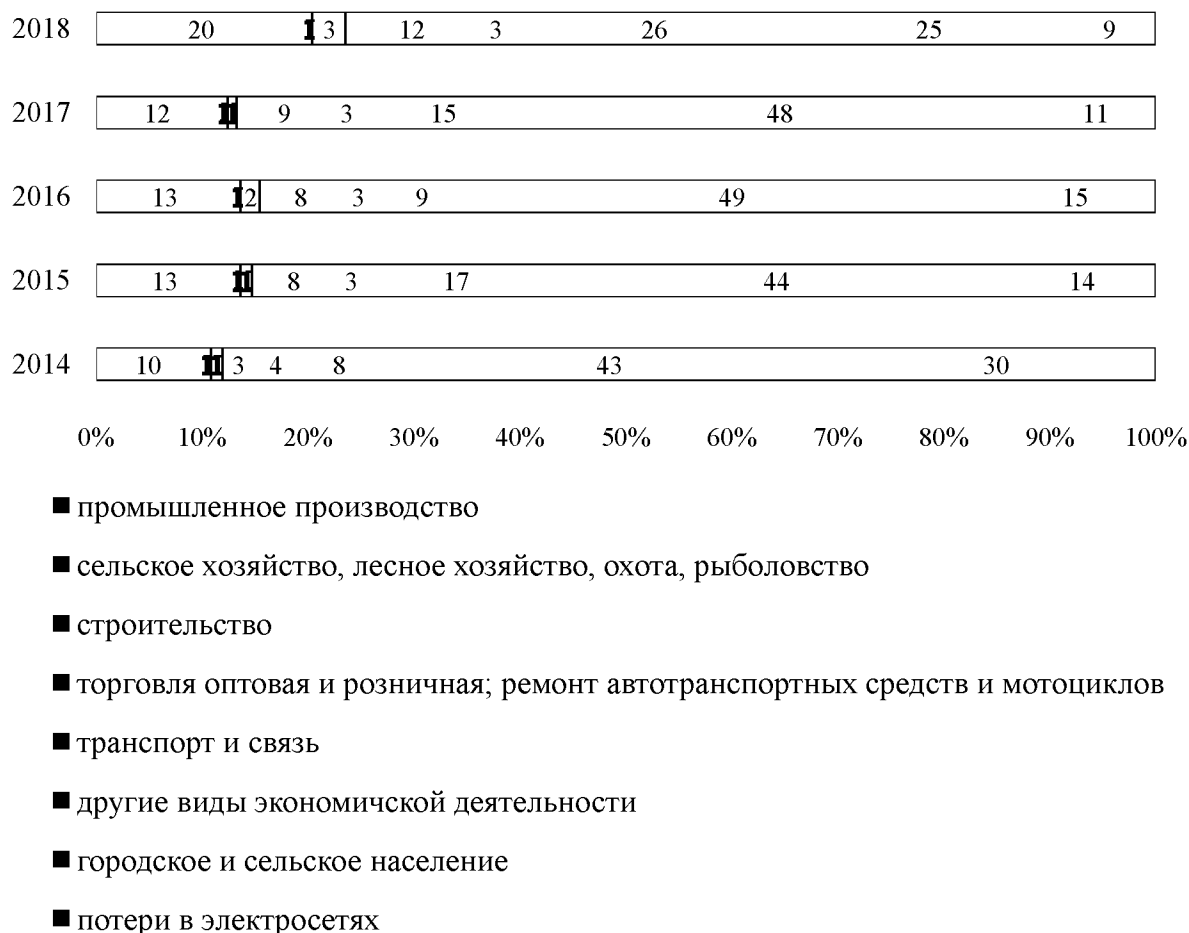


Рисунок 2.2 – Структура электропотребления энергорайона г. Севастополь по основным группам потребителей за отчетный период 2014-2018 гг.

На основании данных, приведенных на рисунке 2.2, можно сделать вывод, что в 2018 году произошло значительное увеличение доли потребления электрической энергии в сфере экономической деятельности г. Севастополя (11% по сравнению с 2017 годом). Самую низкую долю в структуре потребления электрической энергии имеет строительная сфера (порядка 1-3%), а также сельское хозяйство (1%). На потери в сетях приходится от 9% до 30% общего электропотребления, причем за период с 2014 по 2018 год произошло значительное снижение электропотребления на потери в сетях.

В целом, за период 2014–2018 годов структура электропотребления энергорайона города Севастополь не претерпела существенных изменений.

#### 2.4 Перечень крупных существующих потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики их потребления электрической энергии за последние 5 лет

В рамках подготовки к разработке Схемы и Программы у крупных существующих потребителей электрической энергии в г. Севастополь были

запрошены данные об их максимальной нагрузке, а также динамика потребления электрической энергии за последние пять лет.

В настоящем разделе в таблице 2.2 приведены сводные данные о максимальной нагрузке потребителей в течение 5 лет, которые были предоставлены крупными существующими потребителями, в таблице 2.3 – динамика потребления электрической энергии за 5 лет по предоставленным исходным данным, в т.ч. от ООО «Севастопольэнерго».

Таблица 2.2 Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием динамики изменения максимальной нагрузки, МВт

№п/п	Потребитель	Факт				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	АО «Балаклавское рудоуправление им. А.М. Горького»	3,40	0,80	1,80	1,80	н/д
2	ГУП «Водоканал»	9,91	9,44	7,29	8,57	8,83
3	АО «Центр судоремонта «Звездочка»»	-	0,50	0,64	1,10	н/д
4	ООО «Завод Молот-Механика»	0,40	0,40	0,31	0,32	0,30
5	ООО «Электрон»	0,74	0,74	0,71	0,72	н/д
6	ООО «Севастопольский приборостроительный завод «Парус»»	0,18	0,18	0,20	0,22	н/д
7	ООО «Ремкор»	0,81	0,19	0,46	0,60	н/д
8	ООО «Теплообмен»	26,40	29,80	31,60	35,70	н/д

Таблица 2.3 Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием динамики электропотребления, млн кВт ч

№п/п	Потребитель	Факт				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	Севастопольский филиал ООО «АВАЛ»	3,06	1,83	3,37	2,43	2,42
2	АО «Балаклавское рудоуправление им. А.М. Горького»	9,30	6,00	7,50	6,70	6,74
3	ГУП «Водоканал»	62,17	65,56	65,70	63,91	63,52
4	Филиал «Севастопольский морской завод»	-	1,55	3,25	5,20	4,87
5	ООО «Завод Молот-Механика»	0,47	0,49	0,50	0,53	0,38
6	ООО «Электрон»	1,60	1,74	1,82	1,95	1,94
7	ООО «Севастопольский приборостроительный завод «Парус»»	0,303	0,29	0,27	0,30	0,30
8	Севастопольский Филиал ООО «Ремкор»	1,62	1,62	1,79	2,18	2,31
9	ГУП «Севастопольское авиационное предприятие»	0,84	0,77	0,87	0,87	0,89
10	ООО «Теплообмен»	0,06	0,04	0,05	0,09	0,13
11	ФГУП «Крымская железная дорога»	5,98	7,62	6,47	5,84	5,87
12	ПАО «Муссон»	14,75	14,60	14,32	14,99	9,12
13	ГУПС «Севтеплоэнерго»	28,19	29,60	27,13	32,37	31,91

№п/п	Потребитель	Факт				
		2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
14	ФКУ «Управление Черноморского флота»	69,72	68,95	67,56	73,11	70,51
15	ООО «СРЗ «Южный Севастополь»»	3,57	3,53	3,93	3,02	1,37
16	ГУП г. Севастополя «Севастопольский морской порт»	1,26	3,27	1,63	3,72	4,00
17	Служба в г. Балаклава «Пограничного управления ФСБ РФ по Республике Крым»	0,96	19,51	1,15	2,06	0,71

## 2.5 Динамика изменения максимума нагрузки энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет

Отчетная динамика изменения максимума нагрузки в городе Севастополь за последние 5 лет представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Собственный максимум нагрузки, МВт	238	259	257,5	286	283
Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-20	21	-1,5	28,5	-3
Прирост, %	-8,40	8,11	-0,58	9,97	-1,05

По данным таблицы 2.4 можно сделать вывод о том, что собственный максимум нагрузки энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет увеличился на 45 МВт.

На рисунке 2.3 в графическом виде показана динамика изменения максимума нагрузки энергорайона города Севастополя на период с 2014 года по 2018 год.

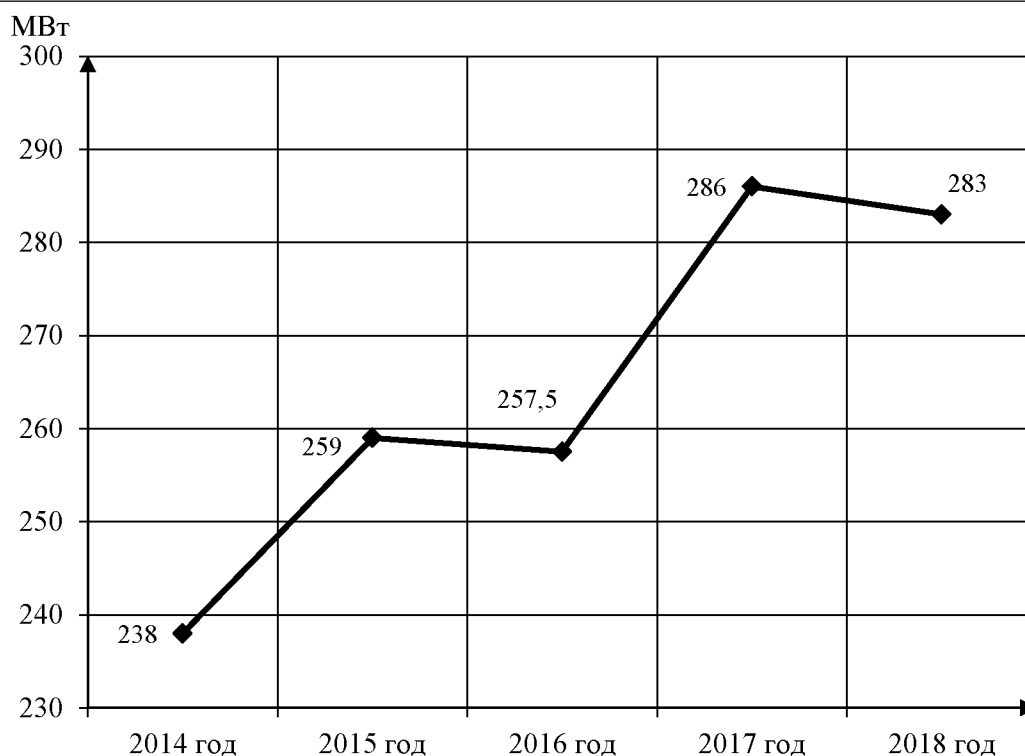


Рисунок 2.3 Динамика изменения максимума нагрузки города Севастополя на период 2014–2018 гг.

## 2.6 Структура установленной электрической мощности на территории города Севастополь

По состоянию на 01.06.2019 территории энергорайона г. Севастополь функционируют четыре электрические станции суммарной установленной мощностью 663,639 МВт. При этом, Севастопольская МГТЭС работает в режиме покрытия пиковых нагрузок. Информация об установленной мощности электростанций приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Структура установленной электрической мощности электростанций энергорайона г. Севастополь

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
Севастопольская ТЭЦ	34,50
Балаклавская ТЭС	496,799
Севастопольская МГТЭС	129,30
<b>ВСЕГО ТЭС</b>	<b>660,599</b>
ООО «С.Энерджи – Севастополь»	3,04
<b>ВСЕГО СЭС</b>	<b>3,04</b>
<b>ИТОГО</b>	<b>663,639</b>

В отчетном 2018 году произошли следующие изменения установленной мощности электростанций энергорайона г. Севастополь (таблица 2.6):

Таблица 2.6 Изменение установленной электрической мощности электростанций энергорайона г. Севастополь в 2018 году

Наименование электростанции	Изменение мощности	Причина изменения мощности
Балаклавская ТЭС	+245,354 МВт	Ввод в эксплуатацию

Других вводов и демонтажей оборудования в отчетном 2018 году не выполнялось.

В 2019 году был введен в работу энергоблок ПГУ №1 Балаклавской ТЭС установленной мощностью 251,445 МВт.

В таблице 2.7 приведена информация о располагаемой мощности генерирующих объектов для зимнего и летнего периодов.

Таблица 2.7 Располагаемая мощность электростанций для зимнего и летнего периодов

Наименование электростанции	Осенне-зимний период	Период экстремально высоких температур
Севастопольская ТЭЦ	25,85 МВт	13 МВт
Балаклавская ТЭС	496,799 МВт	496,799 МВт
Севастопольская МГТЭС	МГТЭС работает в режимах пиковых нагрузок в соответствии с установленной мощностью 129,3 МВт	
ООО «С.Энерджи – Севастополь»	0	0

Структура установленных мощностей электростанций энергорайона г. Севастополь по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01.06.2019 приведена на рисунке 2.4.

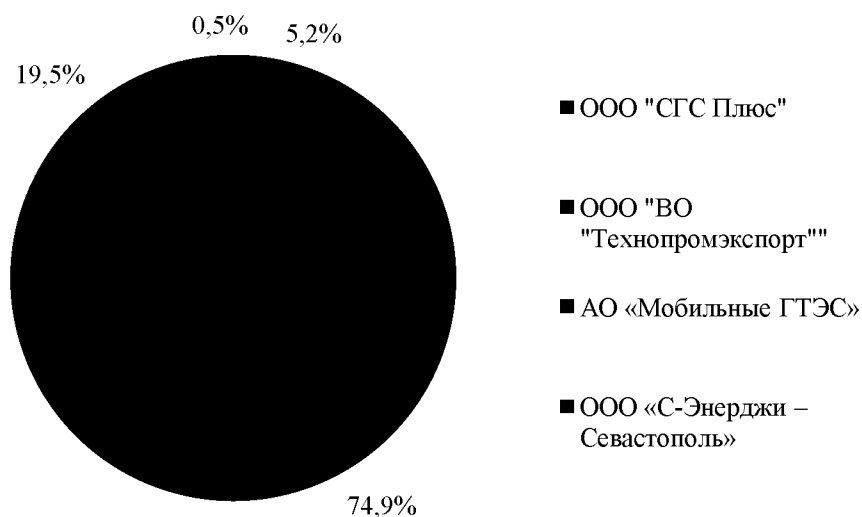


Рисунок 2.4 Структура установленных мощностей электростанций энергорайона г. Севастополь по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01.06.2019 (с 02.06.2019 Севастопольская ТЭЦ передана в хозяйственное управление ГУПС «Севтеплоэнерго»)

Электрические станции, функционирующие в энергорайоне г. Севастополь, находятся в собственности генерирующих компаний, самой крупной из которых является ООО «ВО «Технопромэкспорт»», в ведении которой находится Балаклавская ТЭС установленной мощностью 496,799 МВт (74,9% от всей установленной мощности энергорайона г. Севастополь). В собственности АО «Мобильные ГТЭС» находится Севастопольская МГТЭС, установленная мощность которой составляет 19,5% от всей установленной мощности энергорайона г. Севастополь. Тем не менее, Севастопольская МГТЭС работает в режиме покрытия пиковых нагрузок, а основным генерирующим источником в энергорайоне г. Севастополь является Севастопольская ТЭЦ (с 2 июня 2019 года передана в хозяйственное управление ГУПС «Севтеплоэнерго») установленной мощностью 34,5 МВт (5,2% от суммарной установленной мощности электростанций энергорайона).

## 2.7 Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (а также блок-станций), установленная мощность которых превышает 5 МВт

В настоящем разделе приведена информация о составе и возрастной структуре генерирующего оборудования существующих электростанций на территории энергорайона г. Севастополь, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Таблица 2.8 Состав генерирующего оборудования электростанций энергорайона г. Севастополь

Собственник	Электростанция	Уст. мощность	Вид топлива	Котлы		Турбины		
				Ст. номер	Тип	Ст. номер/год ввода	Тип	Уст. мощность
Город Севастополь (арендатор - ООО ГУПС «Севтеплоэнерго»)	Севастопольская ТЭЦ	34,5 МВт	Газ	4	БКЗ-80-39 ФБ	2/ 1950	Т-20-29	20,0 МВт,
				5	БКЗ-80-39 ФБ	3/ 1956	Р-13-29	13,0 МВт
				6	БКЗ-80-39 ФБ	4/ 2010	ГПА	1,5 МВт
АО «Мобильные ГТЭС»	Севастопольская МГТЭС	129,3 МВт	Дизельное топливо			1-3/ 2014	FT8-3 MOBILEPA С	67,5 МВт
						4/ 2015	FT8-3 MOBILEPA С	22,5 МВт
						5/ 2017	FT8-3 MOBILEPA С	19,6 МВт,
						6/ 2017	FT8-3 MOBILEPA С	19,7 МВт
ООО «ВО «Техно- промэкспорт»»	Балаклавская ТЭС	496,799 МВт	Газ	1	КУ (П-149)	1/2019	ПГУ	251,445 МВт
				2	КУ (П-149)	2/2018	ПГУ	245,354 МВт

Как видно из таблицы 2.8, в энергорайоне г. Севастополь функционируют три электростанции установленной мощностью выше 5 МВт. При этом Севастопольская ТЭЦ требует обновления выработавшего свой временной ресурс оборудования.

Севастопольская ТЭЦ была введена в эксплуатацию в январе 1937 года, и являлась флагманом электроэнергетики Крыма. В годы Великой отечественной войны станция была частично разрушена, а оборудование вывезено в Германию. После освобождения города Севастополя от оккупации Севастопольская ТЭЦ с 1944 г. по 1951 г. была восстановлена и возобновила энергоснабжение жизненно важных объектов города, Черноморского флота и городов Крыма. Благодаря высокому профессионализму энергетиков, большой поддержке населения и городских властей в последующие годы электростанция успешно развивалась, оставаясь надежным источником энергоснабжения города Севастополя. Информация, приведенная в таблице 2.8, показывает, что с послевоенных лет Севастопольская ТЭЦ не модернизировалась, введенные в 1950 и 1956 годах турбины уже выработали свой временной ресурс, и в настоящее время встает вопрос о необходимости реконструкции, модернизации или вывода Севастопольской ТЭЦ из эксплуатации.

## 2.8 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями энергорайона г. Севастополь за рассматриваемый ретроспективный период 2014-2018 гг. приведена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 Структура выработки электроэнергии электростанциями энергорайона г. Севастополя за период 2014-2018 гг.

Наименование	Ед.изм	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Севастопольская ТЭЦ	млн	55,43	77,78	157,30	139,56	140,25
	%	44,29	57,16	32,62	36,35	16,33
Севастопольская МГТЭС	млн	67,77	55,41	323,41	241,33	297,81
	%	54,15	40,72	66,87	62,86	34,68
ООО «С.Энерджи – Севастополь»	млн	1,96	2,89	2,92	3,04	2,94
	%	1,57	2,12	0,61	0,79	0,34
Балаклавская ТЭС	млн	-	-	-	-	417,85
	%	-	-	-	-	48,65
<b>Итого по энергосистеме</b>	млн	<b>125,16</b>	<b>136,08</b>	<b>483,63</b>	<b>383,93</b>	<b>858,85</b>

За отчетный период 2014–2017 гг. значительный объем электроэнергии (порядка 32–57% от суммарного производства электроэнергии электростанциями энергорайона г. Севастополь) был произведен на Севастопольской ТЭЦ, арендатором имущественного комплекса которой являлось ООО «СГС Плюс» (с 2 июня 2019 года передана в хозяйственное управление ГУПС «Севтеплоэнерго»). Также большой объем вырабатывался на Севастопольской МГТЭС: наибольший показатель наблюдается в 2016 году и составляет 66,78% от суммарной выработки электростанциями энергорайона г. Севастополь. В 2018 г. наибольший объем

электроэнергии вырабатывается на Балаклавской ТЭС – 48,7% от суммарной выработки электростанциями энергорайона г. Севастополь.

Суммарная выработка электроэнергии электростанциями энергорайона г. Севастополь в 2018 г. по отношению к 2017 г. возросла в 2,24 раза.

Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергорайона г. Севастополь за 2014–2018 гг. показана на рисунке 2.5.

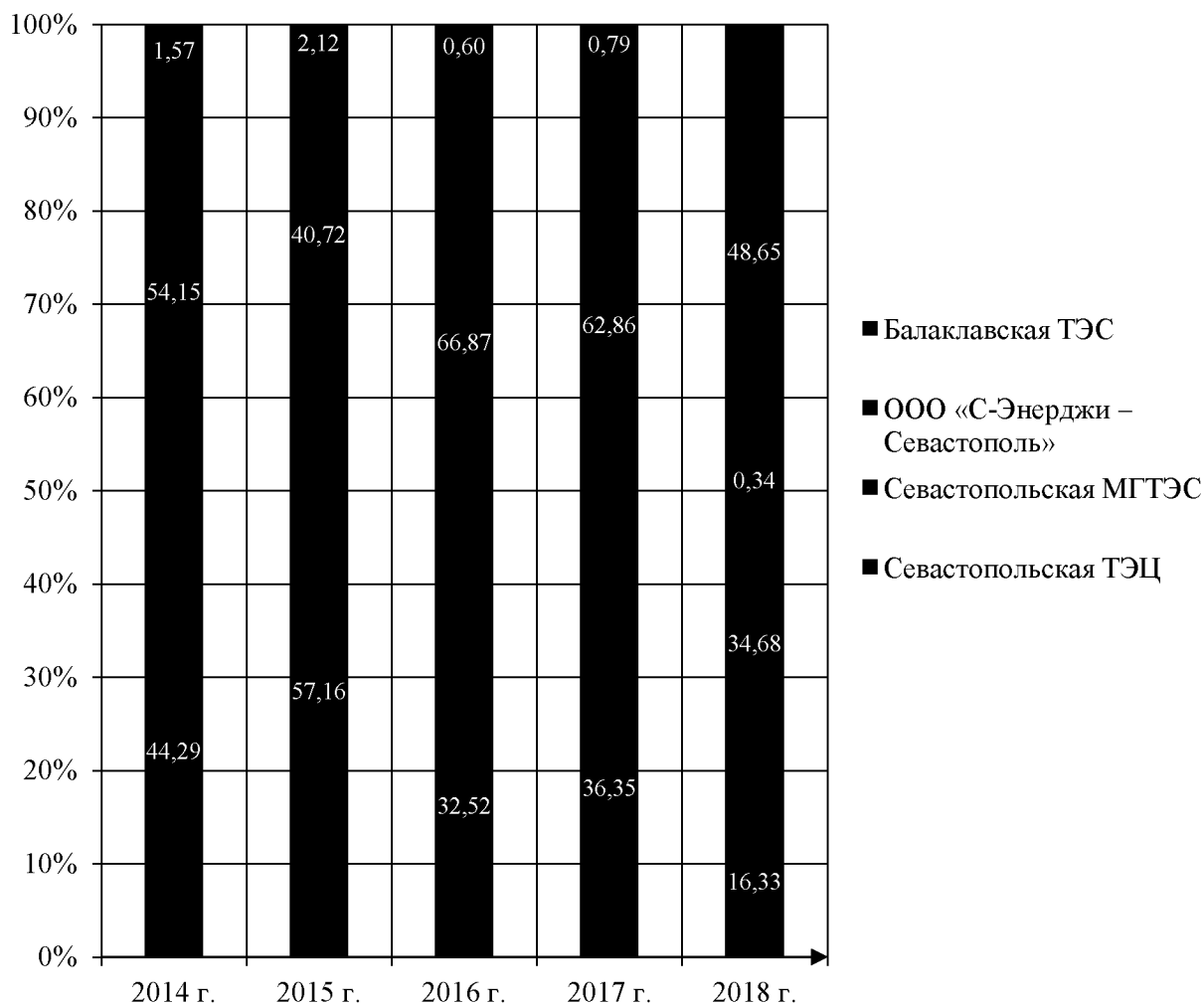


Рисунок 2.5 Структура выработки электроэнергии электростанциями энергорайона г. Севастополь за 2014-2018 гг.

Итого, в энергорайоне г. Севастополь в 2018 году 99,7% электрической энергии (855,9 млн кВт ч) было выработано ТЭС. При этом, станциями ООО «СГС ПЛЮС» было выработано 140,25 млн кВт·ч, или 16,33%. Станциями АО «Мобильные ГТЭС» было выработано 297,81 млн кВт·ч, или 34,68%. Балаклавская ТЭС выработала 417,85 млн кВт·ч, или 48,65%. Солнечной станцией (ООО «С.Энерджи – Севастополь») было выработано 0,34% (2,94 млн кВт ч) электрической энергии.

## 2.9 Анализ существующего баланса электрической энергии энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет

Баланс электрической энергии энергорайона г. Севастополь на периоды 2014–2018 годы представлен в таблице 2.10 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.10 Балансы электрической энергии энергорайона г. Севастополь за 2014–2018 годы, млн кВт ч

Наименование показателей	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
<b>Электропотребление</b>	1213,25	1253,86	1317,08	1357,86	1401,42
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
<b>Выработка, в т.ч.</b>	125,16	136,08	483,63	383,93	858,85
Севастопольская ТЭЦ	55,43	77,78	157,30	139,56	140,25
Севастопольская МГТЭС	67,77	55,41	323,41	241,33	297,81
ООО «С.Энерджи – Севастополь»	1,96	2,89	2,92	3,04	2,94
Балаклавская ТЭС	-	-	-	-	417,85
<b>Прием электроэнергии из смежных энергорайонов</b>	1088,09	1117,78	834,85	973,93	542,57

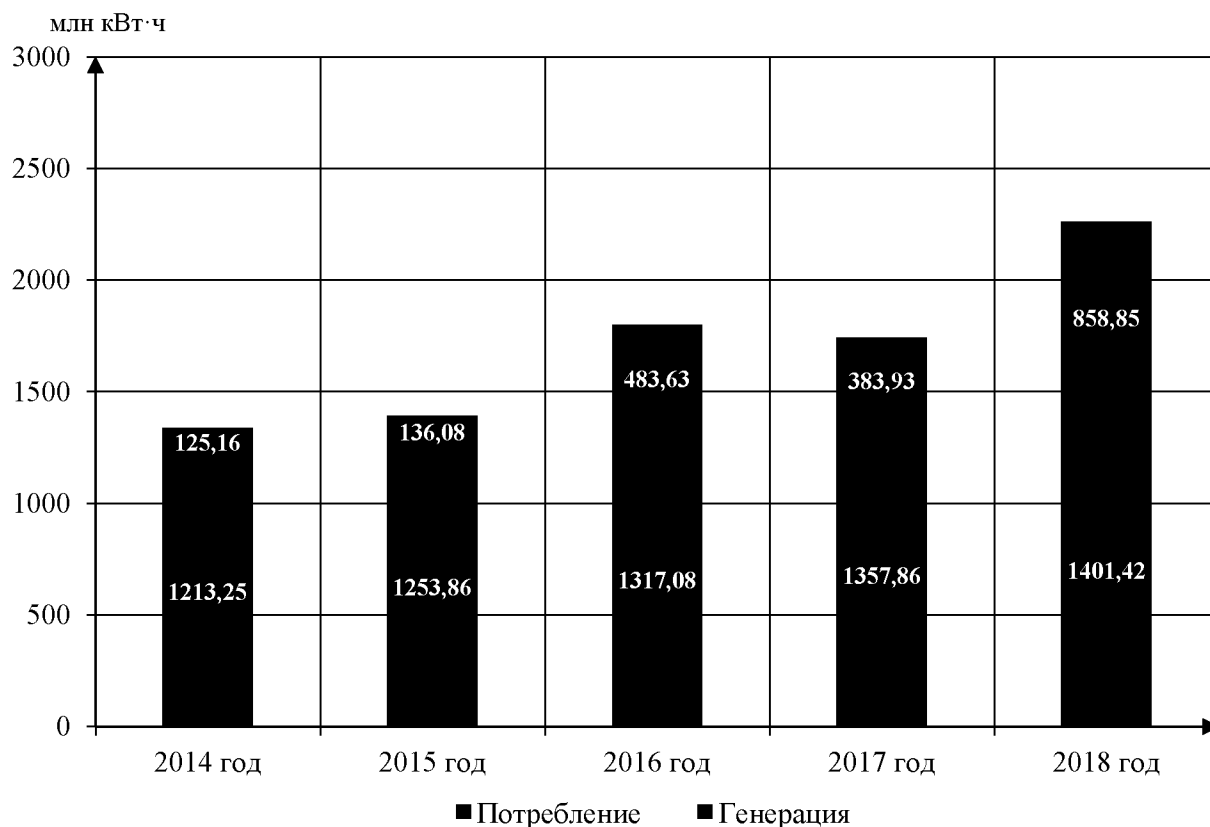


Рисунок 2.6 Балансы электрической энергии энергорайона г. Севастополя

Как видно из таблицы 2.10 и рисунка 2.6, фактические балансы электрической энергии энергорайона г. Севастополь за последние 5 лет

складывались с дефицитом. Дефицит покрывался за счет перетоков из энергосистемы Республики Крым.

В 2018 г. выработка электрической энергии увеличилась за счет ввода в работу Балаклавской ТЭС.

Величина получения электроэнергии (дефицита электроэнергии) в период 2014–2018 гг. находилась в диапазоне 542,57 – 1117,78 млн кВт·ч. Таким образом, дефицит электроэнергии составлял 38–90% от суммарной потребности в электроэнергии, что свидетельствует о наличии зависимости энергорайона г. Севастополь от поставок электроэнергии из энергосистемы Республики Крым.

В таблице 2.11 приведен баланс мощности энергорайона г. Севастополь за период 2014–2018 гг.

Таблица 2.11 Баланс электрической мощности энергорайона г. Севастополь за отчетный период 2014 – 2018 гг., МВт

Наименование показателей	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>					
Максимум нагрузки	238	259	257,5	286	283
<b>ПОКРЫТИЕ</b>					
Установленная мощность	37,54	105,04	127,54	166,84	166,84
Располагаемая мощность	34,5	92,0	117,46	116,89	155,04
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	203,5	167	140,04	169,11	127,96

В период 2014–2018 гг. максимум нагрузки потребителей энергорайона г. Севастополь находился в диапазоне от 238 до 286 МВт. Установленная мощность энергорайона г. Севастополь за период 2014–2018 гг. увеличилась на 129,3 МВт за счет ввода в работу Севастопольской МГТЭС (в 2014–2017 годах), а также блока №2 ПГУ Балаклавской ТЭС (в 2018 году). При этом, располагаемая мощность остается недостаточной для покрытия максимума нагрузки энергорайона.

Как видно из таблицы 2.11, баланс мощности энергорайона за весь отчетный период 2014–2018 гг. складывался дефицитно. Дефицит энергорайона г. Севастополь покрывался за счет перетоков мощности из энергосистемы Республики Крым.

## 2.10 Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Энергорайон г. Севастополь входит в состав энергосистемы Республики Крым и города Севастополя, и имеет связи с Крымской энергосистемой по линиям электропередачи напряжением 35-110-220-330 кВ.

Схема основной электрической сети на территории энергорайона г. Севастополь сформирована на напряжении 35-110 кВ. Электросетевые организации, осуществляющие деятельность по передаче и распределению электрической энергии на территории энергорайона г. Севастополя: по сетям напряжением 330-220-110-35 кВ – ГУП РК «Крымэнерго», по сетям напряжением 110 – 0,4 кВ – ООО «Севастопольэнерго».

ГУП РК «Крымэнерго» – крупнейшая энергетическая компания Крыма, созданная 11.04.2014 с целью обеспечения стабильного функционирования энергосистемы и энергетической безопасности Республики Крым. Зона ответственности ГУП РК «Крымэнерго» – весь полуостров Крым. На территории энергорайона г. Севастополь электросетевое хозяйство ГУП РК «Крымэнерго» представлено ПС 330 кВ Севастополь и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская, КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1, 2, КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская, ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь.

Основное электросетевое хозяйство города находится в зоне ответственности ООО «Севастопольэнерго». Основными задачами ООО «Севастопольэнерго» являются обеспечение надежного и стабильного энергоснабжения потребителей города Севастополя с учетом постоянного роста экономической отрасли, качественное выполнение работ и услуг, достижение максимальной экономической эффективности и прибыльности, компания своевременно выполняет технические осмотры и освидетельствования оборудования в своей зоне ответственности.

Сводные данные по объектам электросетевого хозяйства ООО «Севастопольэнерго» по состоянию на 01.06.2019 приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 Сводные данные по объектам электросетевого хозяйства ООО «Севастопольэнерго»

Класс напряжения	Кол-во ПС	Кол-во	Мощность	ВЛ		КЛ	
		тр-ров	тр-ров	Кол-во	Длина	Кол-во	Длина
кВ	шт.	шт.	МВА	шт.	км	шт.	км
500	–	–	–	–	–	–	–
330	–	–	–	–	–	–	–
220	–	–	–	–	–	–	–
110	13	26	511	20	135,6	–	–
35	9	18	137,3	13	73,7	2	1,02
6-10	1010	1374	544,3	н/д	439,6	н/д	810,1

Перечень существующих ПС и ЛЭП 35 кВ и выше энергорайона г. Севастополь приведены в таблицах 2.13 и 2.14.

Таблица 2.13 Перечень ПС 110 кВ и выше на территории г. Севастополь

№ пп.	Наименование подстанции	Класс напряжения ПС, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Год проведения последней реконструкции	Кол-во и мощность трансформаторов
<b>ГУП РК «КРЫМЭНЕРГО»</b>					
1	ПС 330 кВ Севастополь	330/220/110/35	1963 – ОРУ-110 кВ 1971 – ОРУ-220 кВ 2011 – ОРУ-330 кВ	2018	1x125000+2x200000
<b>ООО «Севастопольэнерго»</b>					
1	ПС 110 кВ ПС-2	110/6	1986		2x16000
2	ПС 110 кВ ПС-4	110/6	1990		16000
3	ПС 110 кВ ПС-5	110/35/6	1953	1977	2x25000+16000
4	ПС 110 кВ ПС-6	110/6	1951	1973	2x40000
5	ПС 110 кВ ПС-10	110/10	1952		2x10000
6	ПС 110 кВ ПС-11	110/6	1964	2003/2008	2x25000
7	ПС 110 кВ ПС-12	110/6	1965	1976	2x25000
8	ПС 110 кВ ПС-15	110/6	1967	1975	2x25000
9	ПС 110 кВ ПС-16	110/10	1972		2x10000
10	ПС 110 кВ ПС-17	110/6	1970		16000+15000
11	ПС 110 кВ ПС-19	110/6	1981		2x10000
12	ПС 110 кВ ПС-20	110/35/6	1975		10000+16000
13	ПС 110 кВ Омега	110/6	2014		2x25000
14	ПС 35 кВ ПС-1	35/6	1936		2x16000+15000
15	ПС 35 кВ ПС-3	35/6	1953		2x10000
16	ПС 35 кВ ПС-7	35/6	1955		7500+6300
17	ПС 35 кВ ПС-8	35/6	1952		7500+6300
18	ПС 35 кВ ПС-9	35/6	1954		5600+10000
19	ПС 35 кВ ПС-13	35/6	1969		2x3200
20	ПС 35 кВ ПС-14	35/6	1964		2x3200
21	ПС 35 кВ ПС-18	35/6	1977		6300+4000
22	ПС 35 кВ «Герновка»	35/6	1981		1x4000
<b>Иные объекты</b>					
1	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	110/35/10	1987		2x16000

Таблица 2.14 Перечень ВЛ 110 кВ и выше на территории г. Севастополь

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
<b>ГУП РК «КРЫМЭНЕРГО»</b>					
1	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1	330	2018	ПвПпнг(А)2гж-НФ 1х1200/150(ов) 2АС-240/39	0,557 5,78
2	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2	330	2018	ПвПпнг(А)2гж-НФ 1х1200/150(ов) 2АС-240/39 2АС-300/39	0,585 4,925 0,812
4	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская	330	2018	ПвПпнг(А)2гж-НФ 1х1200/150(ов) (участок, выполненный кабелем)	0,57
5	КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская	330	2018	ПвПпнг(А)2гж-НФ 1х1200/150(ов) 2АС-240/39 (участок опор №№1-73)	0,585 18,34
6	ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь	220	1971	АСО-300 (участок опор №№ 81-144)	15,6
<b>ООО «Севастопольэнерго»</b>					
1	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5	110	1973	АС-120+АСК-120	24,1
2	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-20	110	1973	АС-120	11,62
3	ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС- 16	110	1973	АСК-120+АС-120	2,73+12,55
4	ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС- 11	110	1964	АС-120	4,76
5	Участок ВЛ 110 кВ ПС- 11 – ПС-15	110	1975	АСК-120	4,78
6	ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега	110	1976	АС-120	5,91
7	ВЛ 110 кВ ПС-15 – ПС- 16 с отпайкой на ПС Омега	110	1971	АСК-120	7,83
8	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая	110	1989	АС-150	8,50
9	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая	110	1989	АС-150	8,50
10	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая	110	1979	АС-185	4,73
11	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая	110	1979	АС-185	4,73
12	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	110	1937	АС-185+М- 70+АС-120	11,59+7,31+ 2,30

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
13	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	110	1955	АС-150+АС-120+АС-150	6,32+0,1+4,30
14	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	110	1955	АС-150+АС-120+АС-150	6,32+0,10+7,34
15	Участок ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 с отпайкой на ПС-19	110	1972	АС-240	6,91
16	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	110	1963	АС-240	3,11
17	ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17	110	1963	АС-120	3,74
18	ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы	110	1950	АС-120	11,28
19	ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы	110	1955	АС-150	3,50
20	ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	110	н/д	АСК-120/19 АСКУ-185/29 М-70 АС-240/32	20,55
21	ВЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-1 (левая)	35	1953	М-95+АС-120	3,93
22	ВЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-1 (правая)	35	1953	М-50	3,93
23	ВЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-3	35	1963	АС-120	5,16
24	ВЛ 35 кВ Севастополь – ПС-3	35	1963	АС-120	0,24
25	ВЛ 35 кВ ПС-13– ПС-9	35	1957	АС-70	4,84
26	ВЛ 35 кВ ПС-14 – ПС «Терновка»	35	1980	АС-70	9,00
27	ВЛ 35 кВ ПС-18– ПС-14	35	1977	АС-70	5,15
28	ВЛ 35 кВ ПС-20– ПС-7	35	1957	М-50	6,61
29	ВЛ 35 кВ ПС-3– ПС-18	35	1971	АС-70	4,50
30	ВЛ 35 кВ ПС-5– ПС-7	35	1983	АС-95+М5-0	8,40
31	ВЛ 35 кВ ПС «Мек.Горы» – ПС-8 – ПС «Танковое»	35	1976	АС-120	11,40
32	ВЛ 35 кВ ПС-8 – ПС-13	35	1957	АС-95	10,16
33	ВЛ 35 кВ ПС-9– ПС «Некрасовка»	35	1962	АС-70	6,32

№ пп	Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Провод	
				Марка	Длина, км
34	КЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-1 (левая)	35	2011	3 АПвЭгаП 1х500/50	3х0,51
35	КЛ 35 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-1 (правая)	35	2011	3 АПвЭгаП 1х500/50	3х0,51

За период с 2015 года ООО «Севастопольэнерго» проведено техническое освидетельствование оборудования с истекшим сроком эксплуатации в объеме ВЛ 35-110кВ – 16шт.; ПС 35-110кВ – 11шт. По результатам проведения технического освидетельствования установлено, что проведенное оборудование соответствует требованиям нормативно-технической документации, в том числе Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, а также РД 34.45.-51.300-97.

## 2.11 Основные внешние электрические связи энергорайона г. Севастополь

Энергорайон города Севастополь ограничен следующими внешними связями:

1. КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская;
2. КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская;
3. ВЛ 220 кВ Бахчисарай – Севастополь;
4. ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10;
5. ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы.

Укрупненно энергорайон г. Севастополь приведен на рисунке 2.7.

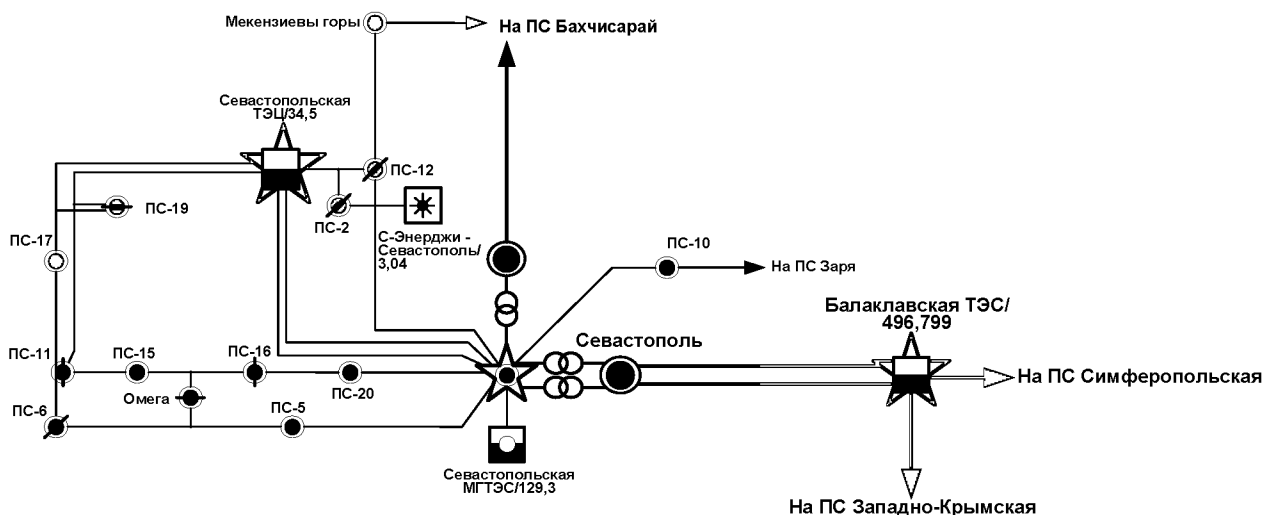


Рисунок 2.7 – Энергорайон г. Севастополь

## 2.12 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за последние 5 лет

Валовой региональный продукт (ВРП) – обобщающий показатель экономической деятельности региона, характеризующий процесс производства товаров и услуг для конечного использования. ВРП рассчитывается производственным методом и определяется как сумма добавленных стоимостей всех секторов или видов деятельности экономики регион. ВРП рассчитывается в текущих основных ценах (номинальный объем ВРП) и в постоянных ценах (реальный объем ВРП).

Данные по ВРП на официальном портале Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю приведены за 2017 год. Данных за 2018 год по объему ВРП приведено быть не может, поскольку срок их формирования и предоставления пользователям, установленный Федеральным планом статистических работ – март 2020г. Динамика приведена только с 2014 года в связи с имевшими место политическими обстоятельствами на полуострове.

Ниже в разделе приведена официальная информация по объему и динамике валового регионального продукта г. Севастополя (таблица 2.15), по видам экономической деятельности – валовая добавленная стоимость (таблица 2.16) согласно информации Управления Федеральной службы государственной статистики по Республике Крым и городу Севастополю (Крымстат).

Таблица 2.15 ВРП г. Севастополя. Динамика

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017
Валовой региональный продукт в текущих основных ценах, млн руб.	30148,6	48663,3	65863,7	71388,1
Индекс физического объема валового регионального продукта, в % к предыдущему году	-	104,5	107,7	102,2
Индекс-дефлятор ВРП, в % к предыдущему году	-	120,1	122,4	106,1
ВРП на душу населения, рублей	78009,3	119384,5	155887,6	164978,4

Таблица 2.16 ВРП г. Севастополя по видам деятельности (в процентах к итогу)

Наименование показателя	2015	2016	2017
<b>Всего</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
В том числе:			
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство, рыболовство, рыбоводство	4	4,2	4,2
Добыча полезных ископаемых	0,6	1,3	1,4
Обрабатывающие производства	10,6	9,6	9,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	5,5	7,9	5,3
Строительство	2,3	5,6	7,9
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов	16,6	16,5	16,2
Транспортировка и хранение	-	5,3	3,9
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	6,1	4,2	4,6

Наименование показателя	2015	2016	2017
Деятельность в области информации и связи	11,0	2,8	2,6
Деятельность финансовая и страховая	0,1	0,1	0,1
Деятельность по операциям с недвижимым имуществом,	14,8	5,9	7,1
Деятельность профессиональная, научная и техническая, административная и сопутствующие дополнительные услуги	-	5,4	5,5
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение	11,2	18,5	18,2
Образование	4,8	3,4	3,4
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	8,2	5,8	7,3
Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	-	1,3	1,8
Предоставление прочих видов услуг	4,2	2,2	0,8

Информация о производстве электрической энергии на душу населения приведена в таблице 2.17. Показатель, характеризующий производство электроэнергии на душу населения, рассчитывается как отношение данных о производстве электроэнергии за год к среднегодовой численности населения.

Таблица 2.17 Производство электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Производство электроэнергии на душу населения	334,8	335,1	1146,3	887,9	1952,2

Показатель «Потребление электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве» формируется на основе сводных данных отчетности по форме № 23-Н «Сведения о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии», утвержденной приказом от 11.08.2016 № 414. Рассчитывается как соотношение объема электроэнергии, потребленной добывающими, обрабатывающими производствами, производством и распределением электроэнергии, газа и воды, к среднесписочной численности работников, занятых в этих сферах деятельности. Информация о потреблении электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве приведена в таблице 2.18.

Таблица 2.18 Потребление электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве, кВт ч

Наименование показателя	Всего по добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электроэнергии, газа и воды	в том числе по видам экономической деятельности:		
		добыча полезных ископаемых	обрабатывающие производства	производство и распределение электроэнергии, газа, и воды
2014 год	5598	-	-	5598
2015 год	17421	6735	18346	19955

Наименование показателя	Всего по добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электроэнергии, газа и воды	в том числе по видам экономической деятельности:		
		добыча полезных ископаемых	обрабатывающие производства	производство и распределение электроэнергии, газа, и воды
2016 год	14945	н/д	н/д	14945
2017 год	13095	44	3476	56769
2018 год	13175	10483	4736	50048

Показатель «Энергоемкость ВРП» рассчитывается как отношение суммы объемов потребления топливно-энергетических ресурсов городом Севастополь к сумме объемов его валового регионального продукта. В расчете ВРП частично не учтена добавленная стоимость, создаваемая в результате предоставления государственных услуг обществу в целом (обеспечение военной и государственной безопасности, часть услуг государственного управления и других услуг, оказываемых обществу в целом за счет средств федерального бюджета), а также добавленная стоимость, создаваемая финансовыми посредниками. Информация по данному показателю приведена в таблице 2.19.

Таблица 2.19 Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс руб.

Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Энергоемкость ВРП	165,00	124,88	110,12	125,03

### 2.13 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (при их наличии) в регионе и структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных по основным группам потребителей города Севастополь за последние 5 лет

При разработке настоящего и последующих разделов основная информация о существующем состоянии теплоснабжения города Севастополь принята по утверждённым схемам теплоснабжения и на основании материалов, предоставленных теплоснабжающими и генерирующими компаниями энергорайона. На момент выполнения настоящей работы последней утвержденной схемой теплоснабжения города является документ от 11.10.2018 (Схема теплоснабжения города Севастополь на период до 2033 года, <https://sev.gov.ru/docs/250/61590/>). Необходимо отметить, что в текущий момент производится актуализация (до 2034 года) ранее разработанной схемы с плановым сроком утверждения в III квартале 2019 года.

В г. Севастополь большая часть потребителей тепловой энергии (75%) подключена к тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения. Не подключенными к системе централизованного теплоснабжения остаются строительные объекты индивидуальной застройки, имеющие индивидуальное отопление, и ряд объектов промышленных предприятий, имеющих собственные источники тепловой энергии.

Главными источниками тепловой энергии в г. Севастополь являются котельные ГУПС «Севтеплоэнерго» (139 котельных), Севастопольская ТЭЦ и автономные котельные, суммарной мощностью 20 Гкал/ч, расположенные на удаленных территориях.

Более 80% суммарного потребления тепловой энергии г. Севастополь обеспечивается десятью основными источниками тепловой энергии: Севастопольской ТЭЦ и девятью котельными ГУПС «Севтеплоэнерго». Введенная в эксплуатацию в конце 2018 года Балаклавская ТЭС отпуском тепла не осуществляет. В таблице 2.20 приведена статистика отпуска тепловой энергии от основных источников.

Таблица 2.20 Отпуск тепловой энергии от основных источников в г. Севастополь за 2014-2018 гг., тыс. Гкал

Объект	2014	2015	2016	2017	2018
Котельные	568,3	596,9	677,3	630,5	677,3
ТЭЦ	99,4	103,7	119,3	123,5	81,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>667,7</b>	<b>700,6</b>	<b>796,6</b>	<b>754,0</b>	<b>758,6</b>

Основными потребителями тепловой энергии системы централизованного теплоснабжения г. Севастополь являются жилые здания, объекты общественно-делового и производственного назначения.

Динамика потребления тепловой энергии в энергорайоне г. Севастополь за последние 5 лет приведена в таблице 2.21.

Таблица 2.21 Потребление тепловой энергии в г. Севастополь за 2014-2018 гг., тыс. Гкал

Объект	2014	2015	2016	2017	2018
ООО «СГС Плюс» (Севастопольская ТЭЦ)	99,4	103,7	119,3	123,5	
Население	80,3	84,6	98,1	101,3	-
Бюджетные организации	12,4	14,5	18,1	18,3	-
Прочие	6,7	4,6	3,2	3,9	-
ГУПС «Севтеплоэнерго» (котельные)	567,4	596,9	677,3	630,5	758,6
Население	458,5	486,9	556,6	517,2	627,9
Бюджетные организации	70,7	83,7	102,8	93,6	113,3
Прочие	38,1	26,3	17,9	19,7	17,5
<b>ВСЕГО</b>	<b>666,8</b>	<b>700,6</b>	<b>796,6</b>	<b>754</b>	<b>758,6</b>

С 1 января 2018 года ООО «СГС Плюс» не осуществляет оказание услуг по теплоснабжению и горячему водоснабжению в связи с отказом Управления по тарифам Севастополя в утверждении тарифов на вышеперечисленные услуги. С 2 июня 2019 года Севастопольская ТЭЦ на основании распоряжения Департамента имущественных и земельных отношений города передана в хозяйственное ведение ГУПС «Севтеплоэнерго» (ранее станция находилась в аренде ООО «СГС Плюс»).

Максимальное потребление тепловой энергии на территории энергорайона города Севастополь за период с 2014-2018 гг. наблюдалось в 2016 году и составило 796,6 тыс. Гкал. Минимальное потребление приходится на 2014 год с показателем 666,8 тыс. Гкал. Разница между минимальным и максимальным потреблением тепловой энергии составляет 129,8 тыс. Гкал или 19,5% относительно минимального значения. Последние годы можно охарактеризовать как периоды со

стабильным потреблением. Динамика потребления тепловой энергии приведена на рисунке 2.8.

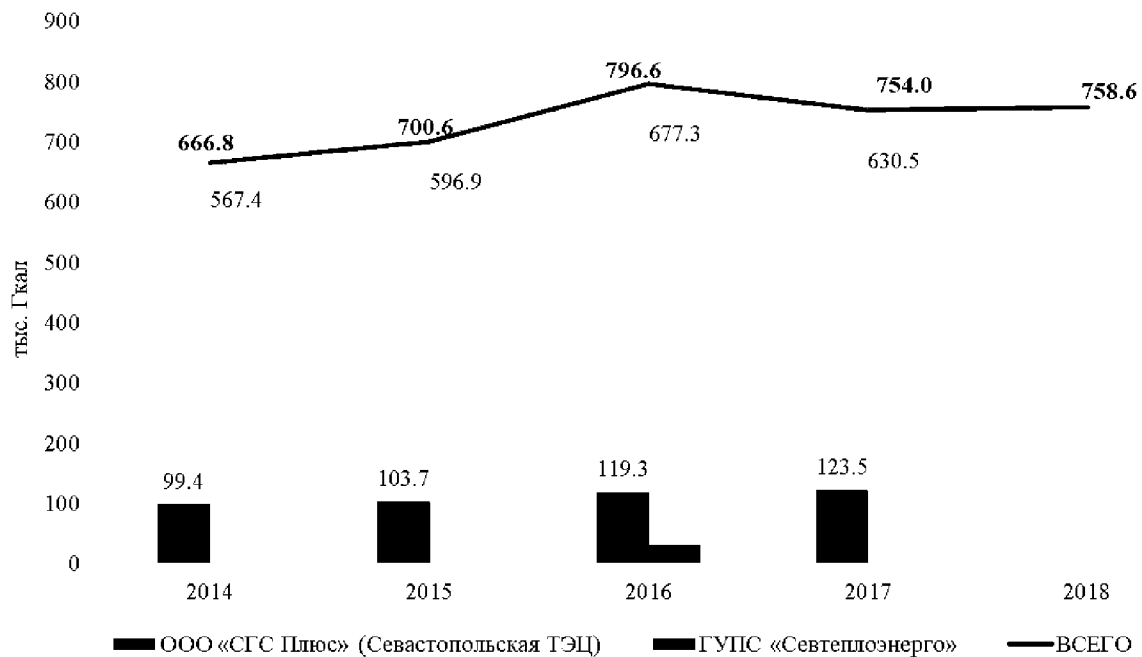


Рисунок 2.8 – Динамика потребления тепловой энергии за 2014-2018 гг.

На основании статистической информации, приведенной в таблице 2.21, можно сделать вывод: основным потребителем тепловой энергии в энергорайоне города Севастополь является население: на всем рассматриваемом периоде 2014-2018 гг. доля от общего теплопотребления составляет более 80%. Потребление тепловой энергии в абсолютных и относительных значениях по категориям потребителей за 2014-2018 гг. приведено на рисунках 2.9-2.10.

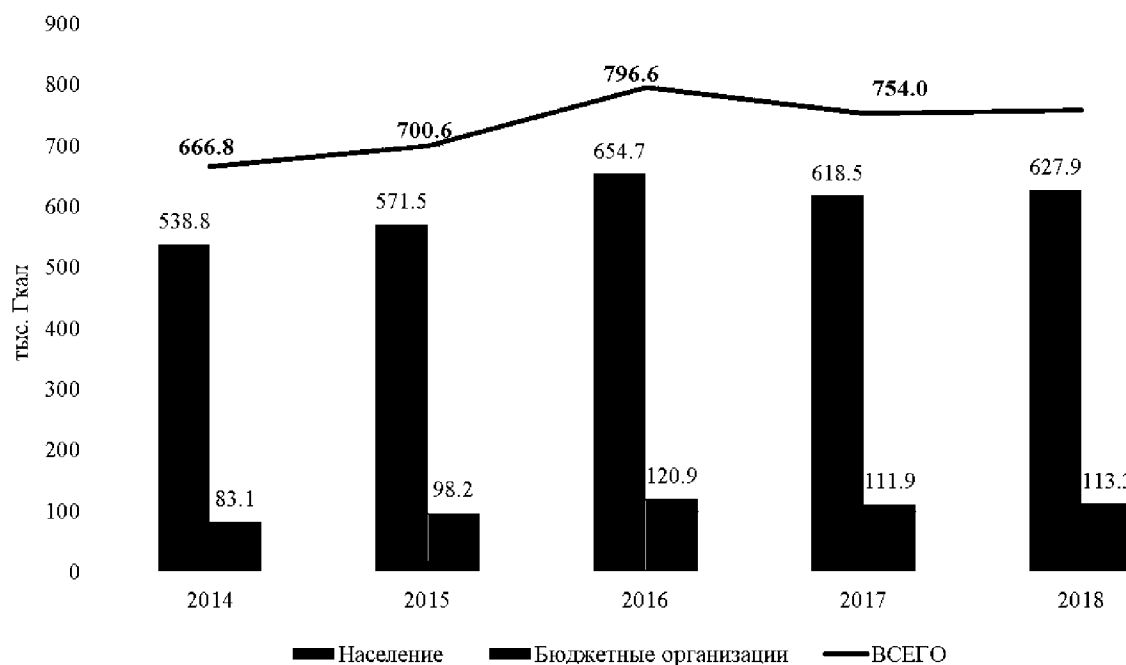


Рисунок 2.9 – Динамика потребления тепловой энергии по категориям потребителей за 2014-2018 гг.

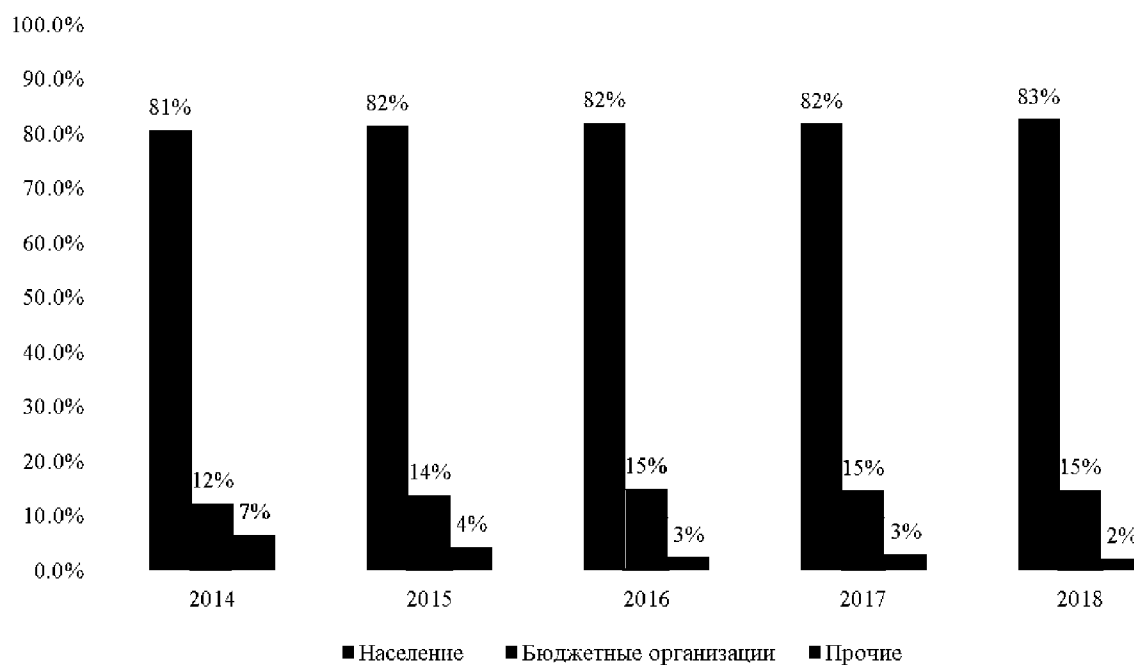


Рисунок 2.10 – Структура потребления тепловой энергии по категориям потребителей за 2014-2018 гг.

**2.14 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в г. Севастополь, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввод в эксплуатацию**

Основным потребителем тепловой энергии в энергорайоне г. Севастополь является население (более 80% от суммарного потребления всей тепловой энергии).

Информация об основных потребителях тепловой энергии г. Севастополь, а также источниках тепловой энергии, используемых для удовлетворения их нужд, представлена в таблице 2.21. В связи с планируемым в 2021 году выводом из эксплуатации Севастопольской ТЭЦ можно констатировать, что основными источниками тепловой энергии для покрытия нужд всех категорий потребителей будут являться котельные ГУПС «Севтеплоэнерго».

Информация о перспективном потреблении тепловой энергии в энергорайоне и источниках покрытия перспективного спроса представлена в разделе 5.1.

В таблицах 2.22-2.23 отображены данные о типах используемых установках тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию (на основании проекта схемы теплоснабжения до 2034 года). Мобильные ГТЭС и Балаклавская ТЭС отпущек тепла не осуществляют, в связи с этим описание установленного на них оборудования не приводится.

Таблица 2.22 Оборудование Севастопольской ТЭЦ

Параметр	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, МВт
<b>Котельные агрегаты</b>			
БКЗ 80-39-ФБ	1955,00	50,76	-
БКЗ 80-39-ФБ	1956,00	50,76	-
БКЗ 80-39-ФБ	1957,00	50,76	-
ВПЕ 50-16-115 ГМ (в консервации)	1937,00	50,00	-
<b>Паровые турбины</b>			
Т-20-29 производства "АЕГ"	1950,00	34,00	20,00
Р-13-29 производства "Ланг"	1956,00	60,00	13,00
<b>Газо-поршневая установка</b>			
TEDOM Caterpillar G3520B	2011,00	1,50	1,46

Таблица 2.23 Оборудование ГУПС «Севтеплоэнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
1	Загородная балка ул., 15	Водогрейные котлы	1	ТВГ-8М	8,25	24,75	1977	Газ
			2	ТВГ-8М	8,25		1977	
			3	ТВГ-8М	8,25		1977	
2	Новороссийская ул., 20	Водогрейные котлы	1	Novella 64 RAI	0,055	0,11	2012	Газ
			2	Novella 64 RAI	0,055		2012	
3	Авдеева ул., 80	Водогрейные котлы	1	Beretta КОМПАКТ 14 RAI	0,012	0,024	2012	Газ
			2	Beretta КОМПАКТ 14 RAI	0,012		2012	
4	Карантинная ул., 16	Водогрейные котлы	1	КСВа-0,63Гн	0,54	1,62	1995	Газ
			2	КСВа-0,63Гн	0,54		1995	
			3	КСВа-0,63Гн	0,54		1995	
5	Адмирала Октябрьского ул., 5б	Водогрейные котлы	1	ТВГ-8м	8,25	19	1987	Газ
			2	ТВГ-8м	8,25		1987	
			3	КБН-Г-2,5	2,5		1997	
6	Волдарского ул., 19	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	6,23	1992	Газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1992	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1992	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1992	
			5	НИИСТУ-5	0,558		1992	
			6	КСВ-2,0 (ВК-21)	1,72		1994	
			7	КСВ-2,0 (ВК-21)	1,72		1994	
7	Ленина ул., 20а	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	5,058	1981	Газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1981	
			3	ТВГ-1,5	1,5		1981	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1989	
8	Суворова ул., 4	Водогрейные	1	НИИСТУ-5-0,472	0,472	0,944	1987	Газ

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
		котлы	2	НИИСТУ-5-0,472	0,472		1987	
9	Нахимова пр., 13	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	3	1988	Газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1988	
10	Большая Морская ул., 24	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	2,232	1988	Газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1988	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1988	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1988	
11	Одесская ул., 3	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	3	1990	Газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1992	
12	Ленина ул., 47	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	1,116	1980	Газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1980	
13	Ленина ул., 52	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,472	0,472	2,06	1997	Газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1997	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1989	
			4	НИИСТУ-5-0,472	0,472		1989	
14	Коммунистическая ул., 40 строение 11	Паровые котлы	1	ДКВР-2,5/13	2,1	4,2	1976	Газ
			2	ДКВР-2,5/13	2,1		1976	
15	Толстого ул., 21а	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,642	0,642	1,758	1982	Газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1982	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1982	
16	Руднева ул., 6	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	2,232	1992	Газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1992	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1995	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1995	
17	Минная стенка ул., 5	Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	1	ДКВр-6,5/13	5,6	11,2	1968	Газ
			2	ДКВр-6,5/13	5,6		1968	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
18	Гоголя ул., 22в	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	4,464	1976	Газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1983	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1983	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1976	
			5	НИИСТУ-5	0,558		1976	
			6	НИИСТУ-5	0,558		1996	
			7	НИИСТУ-5	0,558		1996	
			8	НИИСТУ-5	0,558		1996	
19	Гоголя ул., 34б	Водогрейные котлы	1	Riello RTQ 3000 I	3,314	6,6	2009	Газ
			2	Riello RTQ 3000 I	3,314		2009	
20	Степаненко ул, 5	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	2,79	1986	Газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1986	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1986	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1983	
			5	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1983	
21	4-я Бастионная ул., 27б	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	2,23	1975	Газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1975	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1988	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1988	
22	Адмирала Октябрьского ул., 19 строение 8	Водогрейные котлы	1	WHN-4000	0,826	3,644	2004	Газ
			2	WHN-3600	0,752		2004	
			3	WHN-4000	0,826		2004	
		Паровые котлы	4	E-1/9	0,62		1987	Газ
			5	E-1/9	0,62		1987	
23	Катерная ул., 14	Водогрейные котлы	1	Viessman ATOLA АНА-28	0,024	0,024	1996	Газ
24	Катерная ул., 16	Водогрейные котлы	1	Viessman VITOGAS-100-F	0,041	0,088	1996	Газ
			2	Viessman ATOLA RN	0,047		1996	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
25	Катерная ул., 35/37	Водогрейные котлы	1	Viessman ATOLA АНА-28	0,024	0,048	1996	Газ
			2	Viessman ATOLA АНА-28	0,024		1996	
26	Катерная ул., 39/41	Водогрейные котлы	1	Viessman ATOLA АНА-55	0,047	0,071	1996	Газ
			2	Viessman ATOLA АНА-28	0,024		1996	
27	Коммунистическая ул., 34	Водогрейные котлы	1	Paromat-Duplex TR	0,112	0,224	1997	Газ
			2	Paromat-Duplex TR	0,112		1997	
28	Хрусталева ул, 66а	Водогрейные котлы	1	ПТВМ-30М	35	70	1987	Газ
			2	ПТВМ-30М	35		1987	
29	Хрусталева ул., 35	Водогрейные котлы	1	КВГ-6,5-150	6,5	46,8	1983	Газ
			2	КВГ-6,5-150	6,5		1983	
			3	КВГ-6,5-150	6,5		1983	
		Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	4	ДКВр-10/13	9,1		1973	
			5	ДКВр-10/13	9,1		1973	
			6	ДКВр-10/13	9,1		1975	
30	Маршала Геловани ул., 3	Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	1	ДКВр-10/13	9,1	36,4	1973	Газ
			2	ДКВр-10/13	9,1		1973	
			3	ДКВр-10/13	9,1		1975	
			4	ДКВр-10/13	9,1		1979	
31	Генерала Лебеда ул., 61а	Паровые котлы	1	ДКВр-4/13	2,6	5,2	1981	Газ
			2	ДКВр-4/13	2,6		1981	
32	Каштановая ул., 5а	Паровые котлы	1	ДКВр-4/13	2,6	6,8	1988	мазут
			2	Е6,5-1,4ГМ (ДЕ-6,5-14ГМ)	4,2		1994	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
33	Ерошенко ул., 17а	Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	1	ДКВр-10/13	9,1	28,2	1986	Газ
			2	ДКВр-10/13	9,1		1986	
		3	КВ-ГМ-11,63-115Н	10	2008			
34	Гагарина ул., 17в/1	Водогрейный котёл	1	НИИСТУ-5-0,472	0,472	1,457	1992	Газ
		Паровой котел	2	НИИСТУ-5-0,472	0,472		1995	
		Водогрейный котёл	3	Riello RTQ 597	0,513		2013	
35	Фиолентовское шоссе, 17/1	Паровые котлы	1	E1,0-0,9Г-3	0,62	2,998	1991	Газ
			2	E1,0-0,9Г-3	0,62		1995	
			3	НИИСТУ-5-0,642	0,642		1994	
		Водогрейные котлы	4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1994	
			5	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1994	
36	Вакуленчука ул., 29	Водогрейные котлы	1	ТВГМ-30	30	65	1968	Газ
			2	ПТВМ-30М	35		1979	
37	Фиолентовское шоссе, 3а	Водогрейные котлы	1	Paromat-Simplex- 285	0,245	0,49	2005	Газ
			2	Paromat-Simplex- 285	0,245		2005	
38	Дунайская ул., 4	Водогрейные котлы	1	Novella 64 RAI	0,055	0,11	2012	Газ
			2	Novella 64 RAI	0,055		2012	
39	Вакуленчука ул., 26	Водогрейные котлы	1	Paromat-Simplex- 130	0,112	0,258	2003	Газ
			2	Paromat-Simplex-170	0,146		2003	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
40	Корсунская ул., 22	Водогрейные котлы	1	RIELLO 3500 SAT 180	0,202	0,404	2012	Газ
			2	RIELLO 3500 SAT 180	0,202		2012	
41	Пугачева ул., 28	Водогрейные котлы	1	Спектрум SB-300-73кВт	0,064	0,117	2014	Газ
			2	Спектрум SB-250-59кВт	0,053		2014	
42	Краснодарская ул., 31	Водогрейные котлы	1	Viessman Vitodens 200-W-B2HA-80	0,065	0,13	2014	Газ
			2	Viessman Vitodens 200-W-B2HA-80	0,065		2014	
43	Рыбаков ул., 1	Водогрейные котлы	1	ПТВМ-30М	35	155	1977	Газ
			2	ПТВМ-30М	35		1978	
			3	ПТВМ-30М	35		1978	
			4	КВ-ГМ-50-150	50		1989	
44	Бухта Казачья, 24	Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	1	ДКВр-6,5/13	5,6	16,8	1985	Газ
			2	ДКВр-6,5/13	5,6		1985	
			3	ДКВр-6,5/13	5,6		1985	
45	Колобова ул., 17	Водогрейные котлы	1	Viessman Paromat-Simplex 345	0,297	0,904	1999	Газ
			2	Riello RTQ - 600	0,607		2007	
46	Камышовое шоссе, 29/2	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,288	0,288	0,576	1993	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,288	0,288		1993	
47	Крепостное шоссе, 16	Водогрейные котлы	1	КВм(а)-0,3	0,258	0,516	2007	уголь
			2	КВм(а)-0,3	0,258		2007	
48	Камышовое шоссе, 16	Водогрейные котлы	1	Viessman Paromat-Triplex 225	0,193	0,386	1989	Дизельное топливо
			2	Viessman Paromat-Triplex 225	0,193		1989	
49	Комбрига Потапова ул., 27	Водогрейные	1	Бернард МН-120еко	0,103	0,721	2011	газ

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
		котлы						
50	Фильченкова, 41а	Водогрейные котлы	1	ТГ-3/95	3	7,72	1993	газ
			2	ТГ-3/95	3		1992	
			3	КСВ-2,0 (ВК-21)	1,72		2003	
51	Костромская ул., 14/1	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	2,232	1989	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1989	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1989	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1989	
52	Дергачи пос. (в/ч №275)	Водогрейные котлы	1	Riello RTQ-1250	1,26	2,52	2008	газ
			2	Riello RTQ-1250	1,26		2008	
53	Героев Севастополя ул., 21	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	2,232	1996	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1996	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1994	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1997	
54	Розы Люксембург ул., 52	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	6	1971	газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1990	
			3	ТВГ-1,5	1,5		1990	
			4	ТВГ-1,5	1,5		1971	
55	Розы Люксембург ул., 40	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	1,504	1997	газ
			2	НИИСТУ-5-0,388	0,388		1988	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1988	
56	Орловская ул., 15/1	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	3,558	1988	газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1989	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1989	
57	Героев Севастополя ул., 12б	Водогрейные котлы	1	ЕЛГА-Г-0,21	0,21	0,84	1993	газ
			2	ЕЛГА-Г-0,21	0,21		1993	
			3	ЕЛГА-Г-0,21	0,21		1993	
			4	ЕЛГА-Г-0,21	0,21		1993	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
58	9-е Января ул., 40	Водогрейные котлы	1	КС-ТГ	0,054	0,108	1993	газ
			2	КС-ТГ	0,054		1993	
59	Новикова пер., 12г	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	3,906	1977	газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1977	
			3	НИИСТУ-5	0,558		1977	
			4	НИИСТУ-5	0,558		1977	
			5	НИИСТУ-5	0,558		1977	
			6	НИИСТУ-5	0,558		1977	
			7	НИИСТУ-5	0,558		1977	
60	Мира ул., 5	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	2,914	1982	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1982	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1981	
		Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	4	Е-1/9	0,62		1981	
			5	Е-1/9	0,62		1981	
61	Ракетная ул., 10	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	3,348	1985	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1985	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1985	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1985	
			5	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1985	
			6	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1985	
62	Аксютин ул., 37б	Водогрейные котлы	1	ТГ-3/95	3	8,232	1976	газ
			2	ТГ-3/95	3		1976	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		2010	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		2010	
			5	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1990	
			6	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1990	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
63	Терлецкого ул., 15	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	4,5	1988	газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		1988	
			3	Э5-Д2	0,75		2004	
			4	Э5-Д2	0,75		2004	
64	Кирова ул., 28а	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	2,232	1986	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1986	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1986	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1996	
65	Строительная ул., 49а	Водогрейные котлы	1	ТВГ-1,5	1,5	3	2002	газ
			2	ТВГ-1,5	1,5		2002	
66	Чернореченская ул., 130 (3-й гидроузел)	Паровые котлы (переведены в водогрейный режим)	1	Е-1/9	0,62	2,48	1987	газ
			2	Е-1/9	0,62		1987	
			3	Е-1/9	0,62		1987	
			4	Е-1/9	0,62		1987	
67	1-я Бастионная ул., 14	Водогрейные котлы	1	КВ-ГМ-2,5	2	7,44	1995	газ
			2	КВ-ГМ-2,5	2		1995	
			3	КСВ-2,0 (ВК-21)	1,72		1995	
			4	КСВ-2,0 (ВК-21)	1,72		1995	
68	Гранатная ул., 1/1	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	1,116	1988	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1988	
69	Куйбышевская ул., 16	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	1,116	1999	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		1999	
70	Узловая ул., 116	Водогрейные котлы	1	PENNANT PNCH- 1000	0,236	0,472	2008	газ
			2	PENNANT PNCH- 1000	0,236		2008	
71	Актюбинская ул., 40	Водогрейные котлы	1	EXXEL-820	0,705	0,705	1998	газ
72	Кокчетавская ул., 26	Водогрейные котлы	1	Riello RTQ-597	0,513	1,12	2008	газ
			2	Riello RTQ - 600	0,607		2011	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
73	Победы ул., 19	Водогрейные котлы	1	Exxel-590	0,507	0,507	1988	газ
74	Дубинина ул., 11	Водогрейные котлы	1	Viessman Paromat-Triplex 105	0,09	0,18	1997	газ
			2	Viessman Paromat-Triplex 105	0,09		1997	
75	Подольцева ул., 10	Водогрейные котлы	1	Atola ANA-84	0,072	0,144	1996	газ
			2	Atola ANA-84	0,072		1996	
76	Геннериха ул., 1	Водогрейные котлы	1	Viessman Paromat-Simplex 80	0,069	0,138	2001	газ
			2	Viessman Paromat-Simplex 80	0,069		2001	
77	Нефтяная ул., 2а	Водогрейные котлы	1	Viessman Paromat-Simplex 170	0,146	0,292	1999	газ
			2	Viessman Paromat-Simplex 170	0,146		1999	
78	Горпищенко ул., 98а	Водогрейные котлы	1-10	БГВ-50Э	0,043	0,43	1999	газ
79	Горпищенко ул., 2	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,323	0,323	0,969	1997	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,323	0,323		2009	
			3	НИИСТУ-5-0,323	0,323		2011	
80	Охотская ул., 52	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	0,93	1993	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2010	
81	Родионова ул., 9	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	1,395	1987	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1987	
			3	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2001	
82	Надеженцев ул., 15	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,465	1,86	1988	уголь
			2	НИИСТУ-5	0,465		1988	
			3	НИИСТУ-5	0,465		1998	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
			4	НИИСТУ-5	0,465		2009	
83	Пахомова ул., 1г	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	0,93	1997	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1997	
84	Водоканальская ул., 7б	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	1,86	1994	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1994	
			3	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1979	
			4	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1979	
85	Междурядная, 25	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,323	0,323	0,4	1975	уголь
			2	WICHLACZ GK-1	0,077		2013	
86	Новикова пер., 24а	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	0,93	1985	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2009	
87	Ясная ул., 12	Водогрейные котлы	1	RIELLO 3500 SAT 360	0,365	0,73	2016	газ
			2	RIELLO 3500 SAT 360	0,365		2016	
88	Большевицкая ул., 60 (с. Хмельницкое)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,394	0,394	0,458	1996	уголь
			2	WICHLACZ GK-1	0,064		2013	
89	Солнечная ул., 2	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,394	0,394	0,788	н/д	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,394	0,394		н/д	
90	Сумская ул., 19, строение 3	Водогрейные котлы	1	Viessman Vitodens 200-W	0,069	0,138	2015	Газ
			2	Viessman Vitodens 200-W	0,069		2015	
91	Софьи Перовской ул., 48б	Водогрейные котлы	1	КСВа-1,25 (БК-32)	1,075	2,15	2006	Газ
			2	КСВа-1,25 (БК-32)	1,075		2006	
92	Надежды Краевой ул., 5а	Водогрейные котлы	1	КСВ-2,0 (БК-21)	1,72	3,44	2000	газ
			2	КСВ-2,0 (БК-21)	1,72		2000	
93	Романова ул., 2а (4-я гор. больница)	Водогрейные котлы	1	КСВ-2,0 (БК-21)	1,72	3,65	2000	газ
			2	КСВ-2,0 (БК-21)	1,72		2000	
			3	КПа-0,4- Гн	0,21		2000	
94	Михайловская ул., 5а (Радиогорка)	Водогрейные котлы	1	КВ-ГМ-10-150	10	15,42	1995	газ
			2	КСВТ-3,15	2,71		2000	

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
			3	КСВТ-3,15	2,71		2000	
95	Курчатова ул., 13а (Голландия верхняя)	Паровые котлы	1	Е-1/9	0,62	1,24	1995	газ
			2	Е-1/9	0,62		1995	
96	Курчатова ул., 7 (Голландия нижняя)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,558	0,558	3,582	2009	газ
			2	НИИСТУ-5-0,558	0,558		2000	
			3	НИИСТУ-5-0,558	0,558		2000	
			4	НИИСТУ-5-0,558	0,558		2009	
		5	Е-2,5-0,9 ГМ	1,35	1995			
97	Переяславская ул., 80	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,430	0,43	0,86	2000	газ
			2	НИИСТУ-5-0,430	0,43		2000	
98	Переяславская ул., 3а строение 11	Водогрейные котлы	1	Riello RTQ 2000I	2,029	6,087	2009	газ
			2	Riello RTQ 2000I	2,029		2009	
			3	Riello RTQ 2000I	2,029		2009	
99	Дальнее село, 17	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	1,116	1990	газ
			2	НИИСТУ-5	0,558		1994	
100	Гагарина ул., 60 (Полюшко)	Водогрейные котлы	1	RIELLO 3500 SAT 140	0,137	0,274	2012	газ
			2	RIELLO 3500 SAT 140	0,137		2012	
101	Качинское шос- се, 3а (с. Орловка, Школа №46)	Водогрейные котлы	1	RIELLO 3500 SAT 360	0,366	0,732	2009	газ
			2	RIELLO 3500 SAT 360	0,366		2009	
102	Бельбек	Водогрейные котлы	1	Riello RTQ 2500i	2,545	5,1	2007	газ
			2	Riello RTQ 2500i	2,545		2007	
103	Симонок ул., 53	Водогрейные котлы	1	Ривнетерм-96Х (блок-8 шт.)	0,083	0,664	2011	газ
104	Симонок ул., 55	Водогрейные котлы	1	Ривнетерм-96Х (блок-8 шт.)	0,083	0,664	2011	газ
105	Сухий ул., 1 (с. Орловка)	Водогрейные котлы	1	RIELLO 3500 SAT 360	0,366	0,732	2008	газ
			2	RIELLO 3500 SAT 360	0,366		2008	
106	Мекензиевые горы (РТП)	Водогрейные	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	0,93	1999	уголь

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
		котлы	2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		1999	
107	Валиева ул., 42 (с. Поворотное)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,394	0,394	0,394	2008	уголь
108	345 Дивизи нул., 37а (с. Фронтное)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	0,93	2001	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2002	
109	Центральная ул., 43а (с. Андреевка)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,465	0,465	1,86	2005	уголь
			2	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2006	
			3	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2006	
			4	НИИСТУ-5-0,465	0,465		2007	
110	Андреевская ул., 27 (п. Солнечное)	Водогрейные котлы	1	КСВ-1,25	1,07	1,07	2005	уголь
111	Качинское шоссе, 60 (с. Вишневое)	Водогрейные котлы	1	Viessman Vitodens 200-W	0,039	0,077	2015	газ
			2	Viessman Vitodens 200-W	0,039		2015	
112	Речная ул., 8	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,252	0,252	0,252	1970	уголь
113	Кача пос., (Авиаторов (гарнизон))	Водогрейные котлы	1	Viessman Vitomax 200LW M241 006	5,675	12,382	2013	газ
			2	Viessman Vitomax 200LW M241 007	6,707		2013	
			3	Vitomax 200 LW M241006	5,675		2013	
114	Севастопольская ул., 92 (с. Верхнесадовое)	Водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5	0,558	2,294	2002	мазут
			2	НИИСТУ-5	0,558		2002	
			3	НИИСТУ-5	0,558		2002	
		Паровые котлы	4	Е-1,0-0,9М-3	0,62		1975	
115	Паршина ул., 29	Водогрейные котлы	1	Zota MIX -50	0,043	0,086	2018	уголь
			2	МАЯК АОТ-50	0,043		2015	
116	Титова ул., 63	Водогрейные	1	НИИСТУ-5-0,394	0,394	1,182	2015	уголь

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования котлы	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
			2	НИИСТУ-5-0,394	0,394		2015	
			3	НИИСТУ-5-0,394	0,394		2015	
117	Вокзальная ул., 14	Водогрейные котлы	1	REX 15	0,128	0,256	2016	газ
			2	REX 15	0,128		2016	
118	Прокопенко ул., 50	водогрейные котлы	1	Ferrolti Pegasus F3 N170 2S	0,146	0,292	2015	газ
			2	Ferrolti Pegasus F3 N170 2S	0,146		2015	
119	Генерала Острякова пр.,1	водогрейные котлы	1	Exxel-590	0,507	0,507	2015	газ
120	Генерала Острякова пр.,248	водогрейные котлы	1	Thermona Therm TRIO 90	0,077	0,309	2015	газ
			2	Thermona Therm TRIO 90	0,077		2015	
			3	Thermona Therm TRIO 90	0,077		2015	
			4	Thermona Therm TRIO 90	0,077		2015	
121	Шелкунова ул., 4	водогрейные котлы	1	De Dietrich GTE 408 K	0,335	0,67	2015	газ
			2	De Dietrich GTE 408 K	0,335		2015	
122	Лиговская ул.,8	водогрейные котлы	1	ICI Caldae Rex95	0,817	2,451	2017	газ
123	Ефремова ул.,24	водогрейные котлы	1	PREXTHERM-470 P/N 1915	0,404	0,808	н/д	газ
			2	PREXTHERM-470 P/N 1915	0,404		н/д	
124	Шевченко ул., 47а	водогрейные котлы	1	visman vitoplex 200 sx2a	0,232	0,464	2018	газ
			2	visman vitoplex 200 sx2a	0,232		2018	
125	Степаняна ул., 13	водогрейные	1	БГВ-50Э	0,043	0,344	н/д	газ

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
		котлы						
126	Античный пр. 18а/1	водогрейные котлы	1	Buderus Logano SK755-820	0,705	1,41	н/д	газ
			2	Buderus Logano SK755-820	0,705		н/д	
127	Магсумова ул., 2	водогрейные котлы	1	КС-ТГ 31,5	0,027	0,053	2007	уголь
			2	Solitech-30	0,026		2009	
128	Школьная ул., 6а	водогрейные котлы	1	De Dietrich	0,036	0,036	2015	газ
129	Шелковичная ул., 14	водогрейные котлы	1,2	КСТ	0,014	0,041	1989	уголь
			3	КСТ	0,014			
130	Умрихина ул., 16 (6-я гор. больница)	водогрейные котлы	1	ППВ Е 3м3	0,008	0,008	2003	газ
131	Ласпи ул., 22	электрические котлы	1	ЭКТ-75Р	0,064	0,064	2014	электроэнергия
132	Ласпи ул., 23	электрические котлы	1	ЭКТ-75Р	0,064	0,064	2014	электроэнергия
133	Симферопольское шоссе, 40	электрические котлы	1	ЭКТ-75Р	0,064	0,064	2014	электроэнергия
134	Центральная ул., 43 (Школа №20) с. Андреевка	водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,323	0,323	0,646	н/д	газ
			2	НИИСТУ-5-0,323	0,323		н/д	
135	Симонок ул., 6, (Школа №40)	водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,323	0,323	0,646	н/д	газ
			2	НИИСТУ-5-0,323	0,323		н/д	
136	Паршина ул., 14 (Школа №52) с. Верх несадовое	водогрейные котлы	1	КВр	0,3	0,3	н/д	газ
137	Мурманская ул., 2 (Дет. Сад №41)	водогрейные котлы	1	КСВ-100	0,08	0,16	н/д	газ
			2	ВМ-10RODA	0,08		н/д	
138	Майская ул., 21 (Дет. сад №81) с. Андреевка	водогрейные котлы	1	НИИСТУ-5-0,323	0,323	0,323	н/д	газ

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование котельной	Тип оборудования	Ст. №	Тип	Теплопроизводительность, Гкал/ч		Дата ввода в эксплуатацию	Топливо
					ед.	всего		
139	Челюскинцев ул., 47 (Школа инт. №5)	водогрейные котлы	1	БКТТ-200	0,172	0,344	н/д	газ
			2	БКТТ-200	0,172		н/д	

## 2.15 Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории г. Севастополь

Информация об объеме и структуре потребления топлива источниками тепловой энергии г. Севастополь представлены в таблицах 2.24-2.25.

Таблица 2.24 Потребление топлива источниками тепловой энергии г. Севастополь с 2014 по 2018 гг., тут

Объект	2014	2015	2016	2017	2018
Котельные ГУПС "Севтеплоэнерго"	106417,9	117829,6	138061,7	132792,5	131466,1
Газ	102201,5	113211,0	133210,0	128066,7	126329,7
Уголь	3370,4	3776,4	3975,7	3786,0	4239,5
Мазут	810,7	802,8	833,9	895,3	842,1
Дизель	35,3	39,4	42,0	44,5	54,7
ООО "СГС Плюс" (Севастопольская ТЭЦ)	18556,0	60446,0	105230,0	97600,0	49640,9
Газ	18556,0	60446,0	105230,0	97600,0	49640,9*
АО "Мобильные ГТЭС"	24032,0	20296,0	119299,0	89197,0	111846,0
Дизель	24032,0	20296,0	119299,0	89197,0	111846,0
ООО «ВО «Технопромэкспорт»» (Балаклавская ТЭС)	0,0	0,0	0,0	0,0	94000,0
Газ	0,0	0,0	0,0	0,0	94000,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>149005,9</b>	<b>198571,6</b>	<b>362590,7</b>	<b>319589,5</b>	<b>386952,9</b>

\*актуальная информация отсутствует, используются расчетные данные

Таблица 2.25 Структура потребления топлива источниками тепловой энергии г. Севастополь с 2014 по 2018 гг., тут

Вид топлива	2014	2015	2016	2017	2018
Газ	120757,5	173657,0	238440,0	225666,7	269970,6
Уголь	3370,4	3776,4	3975,7	3786,0	4239,5
Мазут	810,7	802,8	833,9	895,3	842,1
Дизель	24067,3	20335,4	119341,0	89241,5	111900,7
<b>ВСЕГО</b>	<b>149005,9</b>	<b>198571,6</b>	<b>362590,7</b>	<b>319589,5</b>	<b>386952,9</b>

В структуре топливного баланса энергорайона преобладающим видом используемого топлива является природный газ с долей порядка 70% на 2018 год, вторым по объемам использования является дизельное топливо (мобильные ГТЭС с долей порядка 30%). Однако, в связи с вводом Балаклавской ТЭС можно прогнозировать снижение использование дизельного топлива с увеличением доли природного газа (замещение мощностей ГТЭС). Графическая информация о потреблении топлива и структуре топливного баланса представлена на рисунках 2.11-2.13.

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

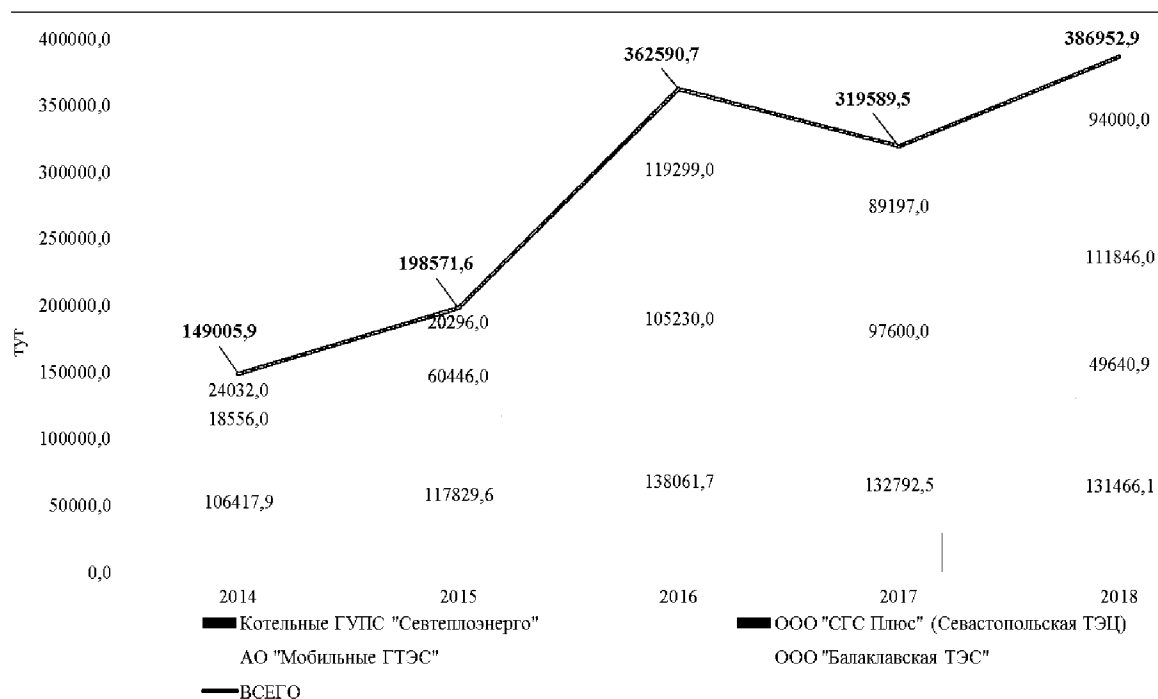


Рисунок 2.11 – Потребление топлива источниками тепловой энергии г. Севастополь с 2014 по 2018 гг..

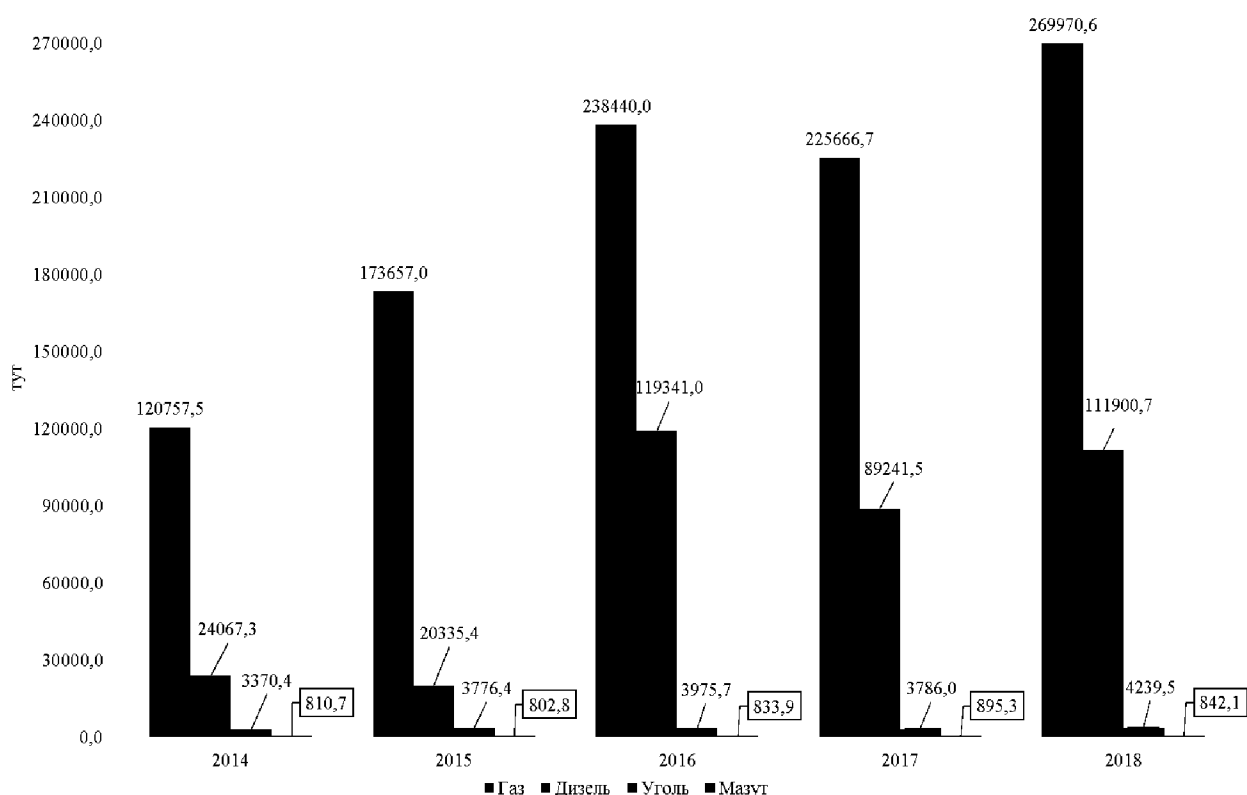


Рисунок 2.12 – Потребление топлива по видам в г. Севастополь с 2014 по 2018 гг.

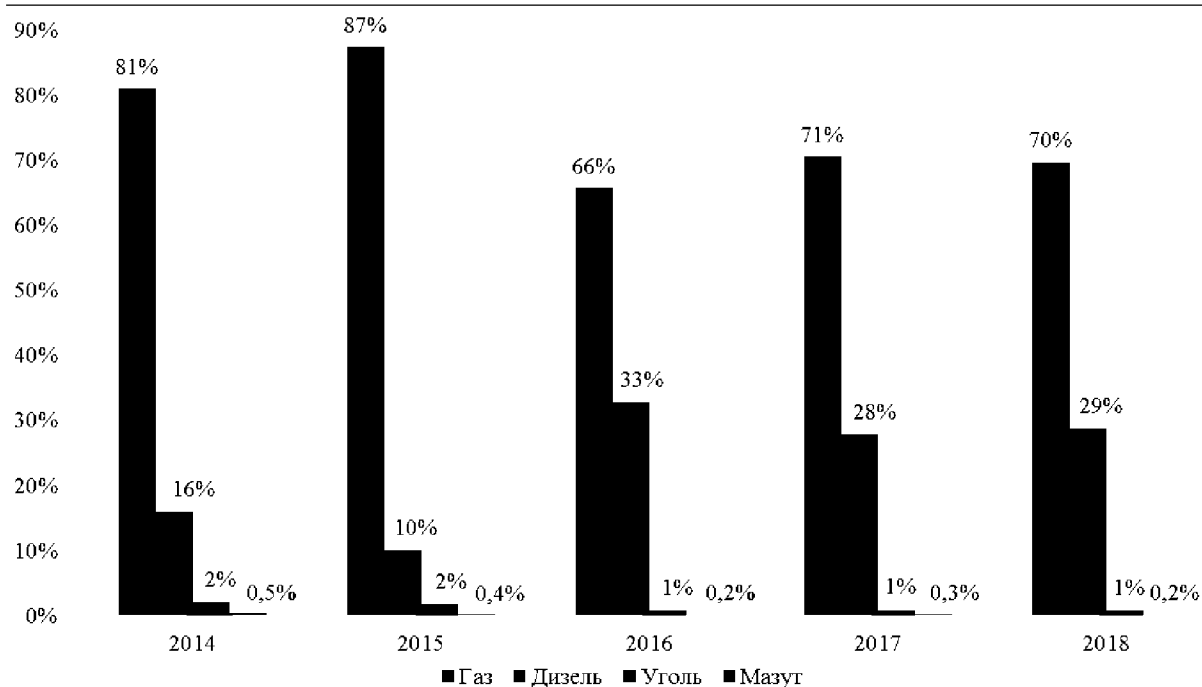


Рисунок 2.13 – Структура топливного баланса источников тепловой энергии г. Севастополь с 2014 по 2018 гг.

## 2.16 Единый топливно-энергетический баланс г. Севастополь за предшествующие пять лет, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД

Информация об объеме и структуре потребления топлива источниками тепловой энергии г. Севастополь с 2014 по 2018 гг. представлена в разделе 2.15.

### 3 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории города Севастополь

#### 3.1 Характеристика функционирования энергорайона г. Севастополь

В данном разделе приведен анализ результатов расчетов установившихся режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше энергорайона г. Севастополь. Проведена оценка «узких мест», связанных с:

- наличием отдельных частей энергорайона, в которых имеются ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети;
- наличием ограничений пропускной способности электрических сетей 110 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах;
- отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения.

Расчеты выполнялись для температуры наружного воздуха  $-7^{\circ}\text{C}^1$  в зимний период и  $+35^{\circ}\text{C}$  в летний период при генерации Севастопольской ТЭЦ на уровне располагаемой мощности для каждого из периодов.

Статистические данные по температуре наружного воздуха за 10 предшествующих осенне-зимних периодов (далее – ОЗП) на сутки прохождения максимума потребления активной мощности по энергосистеме республики Крым и г. Севастополя приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Статистические данные по температуре наружного воздуха,  $^{\circ}\text{C}$

	ОЗП 2009- 2010	ОЗП 2010- 2011	ОЗП 2011- 2012	ОЗП 2012- 2013	ОЗП 2013- 2014	ОЗП 2014- 2015	ОЗП 2015- 2016	ОЗП 2016- 2017	ОЗП 2017- 2018	ОЗП 2018- 2019	Средняя температура за 10 ОЗП
Крым. ЭС	-8,5	-5	-10	-1	-5	-17	-6,5	-10	-4,8	-2,5	-7,0

<sup>1</sup> В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФЭС), при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, разработке балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период, определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям соблюдаются требования к планированию развития энергосистемы, в том числе в части определения (применения) температурных расчетных условий. Пунктом 185 ПТФЭС предусмотрено, что балансы мощности на перспективный период разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - на час собственного максимума потребления) в декабре для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 предшествующих осенне-зимних периодов. По состоянию на 13.09.2019 значение указанной расчетной температуры составляет  $-7^{\circ}\text{C}$  на основании статистических данных по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

Расчетами установившихся электрических режимов в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной схеме на этап 2018 года выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки следующего электросетевого оборудования (описаны наибольшие выявленные перегрузки указанных сетевых элементов):

- ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы (в период зимних максимальных нагрузок до 73% сверх ДДТН (до 44% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 26% сверх ДДТН (до 5 % сверх АДТН), ВЛ 110 кВ ПС-12 - Мекензиевы Горы (в период зимних максимальных нагрузок до 10% сверх ДДТН (АДТН не превышает), АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Бахчисарай (в период зимних максимальных нагрузок до 84% сверх ДДТН (до 22% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 25% сверх ДДТН (АДТН не превышает)), в режиме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая и Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая) – ликвидируется существующим устройством АОПО ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы;
- ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 (в период зимних максимальных нагрузок до 21% сверх ДДТН (АДТН не превышает), в период летних максимальных нагрузок до 16% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в режиме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-17 с отпайкой на ПС-19). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 20 МВт в зимний и 12 МВт в летний период;
- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19 (в период летних максимальных нагрузок до 4% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в режиме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5. Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 5 МВт в летний период;
- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) (в период летних максимальных нагрузок до 38% сверх ДДТН (до 15% сверх АДТН), в период зимних максимальных нагрузок до 25% сверх ДДТН (до 14% сверх АДТН) в режиме аварийного отключения 1(2) СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется действием существующей АОПО Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая);
- Транзит ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Ялта (ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 в период летних максимальных нагрузок до 38% сверх ДДТН (до 15% сверх АДТН) в режиме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе. Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 60 МВт в летний период.

В настоящее время электроснабжение потребителей южного берега Крыма частично осуществляется со стороны ПС 330 кВ Севастополь по

одноцепному транзиту 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Алупка – Гаспра – Ялта. Каждый из участков рассматриваемого транзита выполнен проводами марки М-70, М-120, АС (АСК)-120 и АС (АСК, АСКУ)-185. Основным ограничивающим элементом перетоков мощности по рассматриваемому транзиту является провод марки М-70.

Расчетами установившихся электрических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме на этап 2018 года выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки следующего электросетевого оборудования (описаны наибольшие выявленные перегрузки указанных сетевых элементов):

- АТ-1 220/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь до 30% в период летних максимальных нагрузок в режиме отключения КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1(№2) в схеме ремонта КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2(№1) (АДТН не превышает). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений требуется ввод ГВО в объеме до 60 МВт в летний период.

В период 2018 года выявленные превышения длительно допустимой токовой нагрузки электросетевого оборудования при нормативных возмущениях в нормальной, ремонтных схемах при отсутствии существующих устройств противоаварийной автоматики ликвидируются вводом ГВО.

Разработанные мероприятия по недопущению выхода параметров электрического режима из области допустимых значений с учетом возможного перспективного развития энергорайона г. Севастополь представлены в разделе «Анализ перспективных токовых нагрузок элементов электрической сети 35 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах».

### **Анализ уровней напряжения**

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергорайона г. Севастополь на этапе 2018 года находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Анализ результатов расчетов при возникновении нормативных возмущений в нормальной схеме показал, что:

- аварийное отключение ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая и Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая в режиме летнего максимума нагрузок приводит к снижению напряжения до уставки срабатывания АОСН на Севастопольской ТЭЦ с отключением нагрузки в объеме до 49 МВт.

### **Анализ существующего баланса реактивной мощности**

В работе был проведен анализ существующего баланса реактивной мощности энергорайона г. Севастополь.

На 01.01.2019 в энергосистеме г. Севастополь имеются следующие источники реактивной мощности:

1. Генераторы Г-2 и Г-3 Севастопольской ТЭЦ;
2. БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Севастополь, мощностью 34,4 Мвар каждый;
3. Генератор ПГУ-2 КЭС Балаклавской ТЭС.

Результаты анализа приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Балансы реактивной мощности на этап 2018 года, Мвар

Наименование показателя	2018 г.			
	Зимний максимум	Зимний минимум	Летний максимум	Летний минимум
Q генерация	56	31	66	31
Q генерация ВЛ	18	18	18	18
<b>Итого генерация</b>	<b>74</b>	<b>49</b>	<b>84</b>	<b>49</b>
Q нагрузки	89	61	85	65
Q потери ВЛ	12	5	8	3
Q потери в Т и АТ	40	19	25	17
<b>Итого потребность</b>	<b>141</b>	<b>85</b>	<b>118</b>	<b>85</b>
<b>Внешний переток (+ прием; - отдача)</b>	67	36	34	36

Таким образом, энергорайон г. Севастополь является дефицитным по реактивной мощности, однако, как показал анализ расчетов электрических режимов, в нормальной схеме и при нормативном возмущении в нормальной, ремонтной схеме с учетом работоспособного состояния устройств РПН и БСК в энергорайоне г. Севастополь уровни напряжений находятся в области допустимых значений. Дополнительных мероприятий по компенсации реактивной мощности не требуется.

#### Анализ существующих нагрузок трансформаторного оборудования

В настоящем разделе приведен перечень центров питания 35 кВ и выше и выполнен анализ существующей загрузки установленного трансформаторного оборудования.

В таблице 3.3 приведены данные по питающим центрам 35 кВ и выше с указанием номинальной мощности каждого трансформатора, максимальной нагрузки трансформаторов в зимний режимный день, летний режимный день в период 2014 – 2018 годов согласно данным контрольных замеров.

В таблице 3.4 приведены данные по питающим центрам 35 кВ и выше с указанием номинальной мощности каждого трансформатора, существующей максимальной загрузки каждого трансформатора в дни зимнего и летнего контрольного замеров 2018 года.

Цветом отмечены центры питания, у которых при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт), выявлено превышение номинальной нагрузки оставшегося в работе трансформатора уже по результатам отчетной загрузки. Красной заливкой отмечены центры питания, где загрузка трансформатора превышает его

номинальную мощность при отключении или выводе в ремонт одного наиболее мощного трансформатора.

Таблица 3.3 – Максимальная загрузка центров питания 35 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замеров в период 2014 – 2018 годов

№п/п	Наименование ПС	Тр-р	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в дни зимнего и летнего контрольного замеров									
						2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
						S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА
1	ПС 35 кВ ПС-1	T-1	1991	16	35/6	8,80	н/д	н/д	н/д	19,8	8,7	8,19	5,37	8,09	5,22
		T-2	1969	16	35/6	5,50						-	-	-	-
		T-3	1965	15	35/6	0,00						5,49	3,83	4,54	3,22
2	ПС 110 кВ ПС-2	T-1	1983	16	110/6	0,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0,95	1,31	2,05	1,03
		T-2	1984	16	110/6	4,14						3,01	1,77	2,94	2,34
3	ПС 35 кВ ПС-3	T-1	1966	10	35/6	3,21	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	4,6	3,49	4,77	3,37
		T-2	1970	10	35/6	3,21						4,79	3,59	4,93	3,48
4	ПС 110 кВ ПС-4	T-1	1989	16	110/6	2,88	2,10	н/д	н/д	н/д	н/д	3,34	2,57	4,68	3,01
5	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	1974	25	110/35/6	13,86	38,30	26,25	30,08	41,40	25,11	13,78	10,95	12,80	0,01
		T-2	1975	25	110/35/6	18,15						16,2	12,88	18,27	18,97
		T-3	1972	16	110/35/6	7,81						13,4	5,54	5,44	12,70
6	ПС 110 кВ ПС-6	T-1	1976	40	110/6	12,10	0,00	17,26	13,42	19,40	7,43	10,72	10,23	16,21	-
		T-2	1972	40	110/6	12,10	19,30	12,37	8,50	18,40	8,96	10,04	10,92	15,8	24,44
7	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	1942	7,5	35/6	3,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	6,01	2,39	5,17	3,82
		T-2	1966	6,3	35/6	3,33						3,24	1,68	5,00	1,23
8	ПС 35 кВ ПС-8	T-1	1964	7,5	35/6	0,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	5,87	4,85	6,54	0,12
		T-2	1966	6,3	35/6	5,03						0,08	0,07	0,07	5,14
9	ПС 35 кВ ПС-9	T-1	1963	5,6	35/6	0,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	-	-	-	-
		T-2	1966	10	35/6	6,36						6,74	5,24	7,86	6,23
10	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	1967	10	110/10	7,28	6,10	4,44	6,71	9,90	4,33	6,53	2,01	6,49	3,63
		T-2	1989	10	110/10	4,29						4,70	4,03	4,2	3,30
11	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	2003	25	110/6	10,55	9,50	12,17	12,08	15,2	3,73	14,75	10,14	16,39	12,54
		T-2	2008	25	110/6	8,88	11,4	17,16	11,18	16,5	11,32	17,79	14,28	16,40	14,35

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№п/п	Наименование ПС	Тр-р	Год ввода в эксплуата- цию	Номиналь- ная мощность тр-ра, МВА	Номиналь- ные напряжени я обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в дни зимнего и летнего контрольного замеров									
						2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.	
						S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА	S <sub>ЗИМА</sub> , МВА	S <sub>ЛЕТО</sub> , МВА
12	ПС 110 кВ ПС-12	T-1	1975	25	110/6	6,05	5,40	4,71	3,61	10,0	7,12	6,23	4,24	-	4,30
		T-2	1975	25	110/6	3,41				6,1	3,70	4,08	3,99	11,91	5,78
13	ПС 35 кВ ПС-13	T-1	1952	3,2	35/6	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	1,81	1,51	1,90	1,09
		T-2	1951	3,2	35/6	н/д						-	-	-	-
14	ПС 35 кВ ПС-14	T-1	1951	3,2	35/6	0,00	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	2,75	0,91	-	-
		T-2	1952	3,2	35/6	0,92						-	0,08	1,40	0,87
15	ПС 110 кВ ПС-15	T-1	1996	25	110/6	12,10	15,80	14,14	22,36	25,90	13,25	8,77	7,62	8,49	5,72
		T-2	1973	25	110/6	12,54						16,71	11,76	11,88	14,24
16	ПС 110 кВ ПС-16	T-1	1970	10	110/6	0,00	1,10	1,63	1,04	13,00	6,55	1,97	1,31	2,53	3,46
		T-2	1970	10	110/6	2,15	-	1,02	-	9,50	1,22	1,79	1,59	1,91	-
17	ПС 110 кВ ПС-17	T-1	1968	15	110/6	-	6,10	7,28	6,71	10,10	8,25	8,04	5,94	7,89	6,67
		T-2	1977	16	110/6	11,61						3,90	2,61	5,66	4,24
18	ПС 35 кВ ПС-18	T-1	1976	6,3	35/6	1,49	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	1,70	-	1,54	1,55
		T-2	1977	4	35/6	0,00						-	1,36	-	-
19	ПС 110 кВ ПС-19	T-1	1981	10	110/6	3,33	1,10	0,54	1,04	0,00	1,63	4,11	3,01	4,76	2,27
		T-2	1977	10	110/6	1,89				6,50	2,67	1,93	1,24	1,69	1,20
20	ПС 110 кВ ПС-20	T-1	1972	10	110/35/6	0,00	9,20	4,38	8,25	9,70	10,03	-	-	-	-
		T-2	1987	16	110/35/6	7,65						8,79	5,03	8,40	6,53
21	ПС 35 кВ Терновка	T1	1975	4	35/10	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	2,31	1,58	2,19	1,07
22	ПС 110 кВ Омега	T-1	2016	25	110/6							-	-	-	-
		T-2	2014	25	110/6							4,22	3,56	4,53	3,80
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	T-1	1987	16	110/35/10	н/д	11,18	11,4	12,53	15,88	16,00	17,74	17,75	12,81	10,14
		T-2	1987	16	110/35/10									9,41	7,03

Таблица 3.4 – Загрузка питающих центров 35 кВ и выше

№п/п	Наименование ПС	Тр-р	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день зимнего контрольного замера 19.12.2018				Максимум нагрузки в день летнего контрольного замера 20.06.2018			
						Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар
1	ПС 35 кВ ПС-1	T-1	1991	16	35/6	0,51	8,09	7,56	2,88	0,33	5,22	4,8	2,05
		T-2	1969	16	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-3	1965	15	35/6	0,30	4,54	4,24	1,62	0,21	3,22	2,96	1,27
2	ПС 110 кВ ПС-2	T-1	1983	16	110/6	0,13	2,05	1,92	0,72	0,06	1,03	0,96	0,37
		T-2	1984	16	110/6	0,18	2,94	2,72	1,12	0,15	2,34	2,16	0,90
3	ПС 35 кВ ПС-3	T-1	1966	10	35/6	0,48	4,77	4,36	1,93	0,34	3,37	3,22	0,99
		T-2	1970	10	35/6	0,49	4,93	4,51	1,99	0,35	3,48	3,33	1,01
4	ПС 110 кВ ПС-4	T-1	1989	16	110/6	0,29	4,68	4,37	1,67	0,19	3,01	2,78	1,15
5	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	1974	25	110/35/6	0,51	12,80	11,99	4,48	0,00	0,01	0,01	0,00
		T-2	1975	25	110/35/6	0,73	18,27	16,82	7,13	0,76	18,97	17,06	8,30
		T-3	1972	16	110/35/6	0,34	5,44	5,04	2,05	0,79	12,7	11,64	5,08
6	ПС 110 кВ ПС-6	T-1	1976	40	110/6	0,41	16,21	14,26	7,71	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-2	1972	40	110/6	0,40	15,80	14,21	6,91	0,61	24,44	22,23	10,16
7	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	1942	7,5	35/6	0,69	5,17	4,78	1,97	0,51	3,82	3,58	1,33
		T-2	1966	6,3	35/6	0,79	5,00	4,61	1,94	0,20	1,23	1,13	0,49
8	ПС 35 кВ ПС-8	T-1	1964	7,5	35/6	0,87	6,54	5,80	3,02	0,02	0,12	0,11	0,05
		T-2	1966	6,3	35/6	0,01	0,07	0,06	0,04	0,82	5,14	4,58	2,33
9	ПС 35 кВ ПС-9	T-1	1963	5,6	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-2	1966	10	35/6	0,79	7,86	7,08	3,41	0,62	6,23	5,6	2,73
10	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	1967	10	110/10	0,65	6,49	6,42	0,95	0,36	3,63	3,62	0,27
		T-2	1989	10	110/10	0,42	4,20	4,07	1,04	0,33	3,3	3,2	0,81
11	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	2003	25	110/6	0,66	16,39	15,24	6,03	0,50	12,54	11,61	4,74
		T-2	2008	25	110/6	0,66	16,40	15,32	5,85	0,57	14,35	13,44	5,03
12	ПС 110 кВ	T-1	1975	25	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	4,3	3,97	1,65

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№п/п	Наименование ПС	Тр-р	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день зимнего контрольного замера 19.12.2018				Максимум нагрузки в день летнего контрольного замера 20.06.2018			
						Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар
	ПС-12	T-2	1975	25	110/6	0,48	11,91	10,93	4,73	0,23	5,78	4,87	3,11
13	ПС 35 кВ ПС-13	T-1	1952	3,2	35/6	0,59	1,90	1,79	0,64	0,34	1,09	1,04	0,33
		T-2	1951	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	ПС 35 кВ ПС-14	T-1	1951	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-2	1952	3,2	35/6	0,43	1,39	1,31	0,46	0,27	0,87	0,78	0,39
15	ПС 110 кВ ПС-15	T-1	1996	25	110/6	0,34	8,49	7,92	3,06	0,23	5,72	5,28	2,20
		T-2	1973	25	110/6	0,60	14,88	13,92	5,26	0,57	14,24	13,12	5,54
16	ПС 110 кВ ПС-16	T-1	1970	10	110/6	0,25	2,53	2,50	0,39	0,35	3,46	1,91	2,89
		T-2	1970	10	110/6	0,19	1,91	1,90	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
17	ПС 110 кВ ПС-17	T-1	1968	15	110/6	0,53	7,89	7,20	3,23	0,44	6,67	6,24	2,36
		T-2	1977	16	110/6	0,35	5,66	5,20	2,24	0,27	4,24	3,92	1,62
18	ПС 35 кВ ПС-18	T-1	1976	6,3	35/6	0,24	1,54	1,41	0,62	0,25	1,55	1,38	0,71
		T-2	1977	4	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	ПС 110 кВ ПС-19	T-1	1981	10	110/6	0,48	4,76	4,33	1,98	0,23	2,27	2,1	0,86
		T-2	1977	10	110/6	0,17	1,69	1,55	0,67	0,12	1,2	1,1	0,48
20	ПС 110 кВ ПС-20	T-1	1972	10	110/35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-2	1987	16	110/35/6	0,53	8,40	7,74	3,26	0,41	6,53	5,99	2,60
21	ПС 35 кВ Терновка	T1	1975	4	35/10	0,55	2,19	2,18	0,21	0,27	1,07	1,02	0,32
22	ПС 110 кВ Омега	T-1	2016	25	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		T-2	2014	25	110/6	0,18	4,53	4,16	1,79	0,15	3,8	3,54	1,38
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	T-1	1987	16	110/35/10	0,80	12,81	12,50	2,80	0,63	10,14	9,8	2,6
		T-2	1987	16	110/35/10	0,59	9,41	9,20	2,00	0,46	7,30	6,80	1,80

Превышения номинальной нагрузки трансформатора были выявлены на следующих ПС 35-110 кВ:

- ПС 110 кВ ПС-5: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,24 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения загрузки Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-7 кВ: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,61 о.е. от  $S_{ном.}$ , загрузка Т-1 7,5 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА составляет 1,36 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА и Т-1 7,5 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-8: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,05 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-9: в зимний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составляет 1,40 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составляет 1,11 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ ПС-10: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА составляет 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 110 кВ ПС-11: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,31 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ Мекензиевы горы: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$

Анализ текущей загрузки трансформаторного оборудования подстанций 35-110 кВ при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой, а также длительно-допустимой и аварийно-допустимой токовой нагрузкой трансформаторов, определяемых в соответствии с «Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81). Собственники трансформаторного оборудования не возражают против применения «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81) к трансформаторам напряжением 35 кВ.

Выявленная величина перегрузки трансформаторов 35-110 кВ сопоставлялась с коэффициентами, определёнными по таблицам Приложения 1 к «Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию», с применением принципа линейной интерполяции для промежуточных значений температуры окружающей среды для трансформаторов, находящихся в эксплуатации до 30 лет. Для трансформаторов, находящихся в эксплуатации 30 лет и более величина коэффициента перегрузки принимается для ближайшего меньшего значения температуры:

- $K_{ддтн}$  – коэффициентом допустимой длительной перегрузки без ограничения длительности при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблица 1 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»);
- $K_{адтн}$  – коэффициентом допустимой аварийной перегрузки (длительностью 20 минут) при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблицы 2 - 6 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»).

Оценка возможности работы трансформаторов 35-110 кВ при выявленной величине перегрузки с учетом значений коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки для зимнего и летнего периодов представлена в таблице 3.5.

В таблице 3.5 красной заливкой отмечены загрузки трансформаторов, величина которых превышает коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора, желтой заливкой – коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов.

Таблица 3.5 – Оценка выявленной величины перегрузки трансформаторов 35-110 кВ, с учетом коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки

Наименование ПС	Тр-р	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Sном (о.е) по данным зимнего КЗ	$K_{ДДТН}$ (о.е) при $t = -7^{\circ}\text{C}$	$K_{АДТН}$ (о.е) при $t = -7^{\circ}\text{C}$	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Sном (о.е) по данным летнего КЗ	$K_{ДДТН}$ (о.е) при $t = +35^{\circ}\text{C}$	$K_{АДТН}$ (о.е) при $t = +35^{\circ}\text{C}$
ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	ТРДН-25000	1974	Т-2	1,24	1,185	1,4	Т-2	0,76	0,865	1,2
	Т-2	ТРДН-25000	1975	Т-1	1,24		1,4	Т-1	0,76		1,2
	Т-3	ТДТН-16000	1972	-	0,34		1,5	-	0,79		1,2
ПС 35 кВ ПС-7	Т-1	Т-22/8554	1942	Т-2	1,36		1,5	Т-2	0,67		1,2
	Т-2	ТМ-6300	1966	Т-1	1,61		1,5	Т-1	0,80		1,2
ПС 35 кВ ПС-8	Т-1	ТАМ-7500	1964	Т-2	0,88		1,5	Т-2	0,70		1,2
	Т-2	ТМ-6300	1966	Т-1	1,05		1,5	Т-1	0,83		1,2
ПС 35 кВ ПС-9	Т-1	ТАМ-5600	1963	Т-2	1,40		1,5	Т-2	1,11		1,2
	Т-2	ТДНС-10000	1966	Т-1	0,79		1,5	Т-1	0,62		1,2
ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	ТДН-10000	1967	Т-2	1,07		1,5	Т-2	0,69		1,2
	Т-2	ТДН-10000	1989	Т-1	1,07		1,5	Т-1	0,69		1,2
ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	ТРДН-25000	2003	Т-2	1,31		1,57	Т-2	1,07		1,325
	Т-2	ТРДН-25000	2008	Т-1	1,31	1,57	Т-1	1,07	1,325		
ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	н/д	1987	Т-2	1,39	1,5	Т-2	1,09	1,2		
	Т-2	н/д	1987	Т-1	1,39	1,5	Т-1	1,09	1,2		

По результатам анализа текущей загрузки трансформаторного оборудования за отчетный период, представленных в таблице 3.5, можно сделать вывод о необходимости выполнения мероприятий в целях ввода параметров режима в область допустимых значений при отключении наиболее мощного трансформатора центров питания.

### **ПС 110 кВ ПС-5**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-5 составляет: Т-1 25 МВА, Т-2 25 МВА, Т-3 16 МВА. Загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 36,51 МВА (33,85 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 31,68 МВА (28,71 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-5 нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,24 о.е. от  $S_{ном}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,055 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен). При отключении Т-3 нагрузка оставшихся в работе Т-1, Т-2 не превысит номинальной. Существует возможность перевода нагрузки с 1с (2с) Т-1(Т-2) по сети 6 кВ на питание через Т-3. В этом случае: загрузка Т-3 при переводе нагрузки 1с Т-1 составит 0,74 о.е. от  $S_{ном}$ , загрузка Т-2 составит 0,99 о.е. от  $S_{ном}$ ; загрузка Т-3 при переводе нагрузки 2с Т-2 составит 0,87 о.е. от  $S_{ном}$ , загрузка Т-1 составит 0,90 о.е. от  $S_{ном}$ . Данные величины загрузки трансформаторов не превышают значение коэффициентов допустимой длительной перегрузки трансформаторов.

С учетом перевода нагрузки выполнения дополнительных мероприятий по вводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

### **ПС 35 кВ ПС-7**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-7 составляет: Т-1 7,5 МВА, Т-2 6,3 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 10,17 МВА (9,39 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 5,05 МВА (4,71 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 ПС 35 кВ ПС-7 нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 1,61 о.е. от  $S_{ном}$ , что превышает значения коэффициентов допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,425 о.е., допустимой аварийной перегрузки трансформатора на 0,11 о.е. При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-7 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,36 о.е. от  $S_{ном}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,175 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1 величиной 1,36 о.е. от  $S_{ном}$  в зимний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на

дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

Загрузка Т-2 величиной 1,61 о.е. от  $S_{ном}$ . в зимний период не допустима на 20 минут и более. В соответствии с информацией ООО «Севастопольэнерго», приведенной в письме №7569/0/2-19 от 13.06.2019, возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Таким образом, для ликвидации перегрузки Т-2 в зимний период требуется ввод ГВО в объеме до 3,57 МВт (в случае аварийного отключения, либо при выводе в ремонт Т-1).

### **ПС 35 кВ ПС-8**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-8 составляет: Т-1 7,5 МВА, Т-2 6,3 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 6,61 МВА (5,86 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 5,26 МВА (4,69 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 ПС 35 кВ ПС-8 нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 1,05 о.е. от  $S_{ном}$ , что не превышает значения коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки трансформатора. Таким образом, дополнительных мероприятий по вводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

### **ПС 35 кВ ПС-9**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-9 составляет: Т-1 5,6 МВА, Т-2 10 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 7,86 МВА (7,08 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 6,23 МВА (5,60 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,40 о.е. от  $S_{ном}$ ., что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,215 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

По данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,11 о.е. от  $S_{ном}$ ., что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,245 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1 величиной 1,40 о.е. от  $S_{ном}$ . в зимний период допустима в течение 24 часов, на 1,11 о.е. от  $S_{ном}$ . в летний период допустима в течение 30 минут. В соответствии с информацией ООО «Севастопольэнерго», приведенной в письме №7569/0/2-19 от 13.06.2019, возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Таким образом, для ликвидации перегрузки Т-1 в

случае аварийного отключения, либо при выводе в ремонт Т-2 требуется ввод ГВО в объеме до 0,57 МВт в летний период.

### **ПС 110 кВ ПС-10**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 составляет: 2х10 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 10,69 МВА (10,49 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 6,93 МВА (6,82 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-10 нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,07 о.е. от  $S_{ном}$ , что не превышает значения коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки трансформатора. Таким образом, дополнительных мероприятий по вводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

### **ПС 110 кВ ПС-11**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 составляет: 2х25 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 32,79 МВА (30,56 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 26,89 МВА (25,05 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,31 о.е. от  $S_{ном}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,125 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

По данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,07 о.е. от  $S_{ном}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,205 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1(Т-2) величиной 1,31 о.е. от  $S_{ном}$  в зимний период и 1,07 о.е. от  $S_{ном}$  в летний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

### **ПС 110 кВ Мекензиевы горы**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Мекензиевы горы составляет: 2х16 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 22,22 МВА (21,7 МВт), по данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера составила 17,44 МВА (16,6 МВт).

По данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,205 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

По данным летнего максимума нагрузок в день контрольного замера, при аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,225 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1(Т-2) величиной 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$  в зимний период и 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$  в летний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

Уже на текущий момент в энергорайоне г. Севастополь имеются центры питания, технологическое присоединение к которым возможно только после увеличения трансформаторной мощности. Перегрузка трансформаторного оборудования при превышении допустимой по величине и длительности перегрузки в случае отключения второго трансформатора центра питания ликвидируется вводом ГВО.

Мероприятия по недопущению выхода параметров электрического режима из области допустимых значений с учетом возможного перспективного развития энергорайона г. Севастополь представлены в разделе «Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования».

### **3.2 Перечень существующих «узких мест» в энергорайоне г. Севастополь**

Перечень выявленных на основании расчетов электрических режимов «узких мест» в существующей схеме электрической сети энергорайона г. Севастополь приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.7 Существующие «узкие места» энергорайона г. Севастополь

№ п/п	Наименование объекта	Максимальное превышение величины ДДТН, %	Описание схемно-режимной ситуации
1	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	54	Отключение ВЛ 110 кВ Симферопольская – Доброе в период летних максимальных нагрузок.
	ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	39	
2	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая)	38 (25)	Отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь в период зимних максимальных нагрузок (летних максимальных нагрузок).
3	ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5	21 (16)	Отключение ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19 в период зимних максимальных нагрузок (летних максимальных нагрузок).
4	ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 с отпайкой на ПС-19	4	Отключение ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 в период летних максимальных нагрузок.
5	Т2 ПС 35 кВ ПС-7	42,5	Отключение Т1 ПС 35 кВ ПС-7
6	Т1 ПС 35 кВ ПС-9	21,5	Отключение Т2 ПС 35 кВ ПС-9

Мероприятия по недопущению выхода параметров электрического режима из области допустимых значений (мероприятия по ликвидации выявленных «узких мест») представлены в разделе «Анализ перспективных токовых нагрузок элементов электрической сети 35 кВ и выше в нормальной и ремонтных схемах». Также выполнена проверка достаточности предложенных мероприятий с учетом возможного перспективного развития энергорайона г. Севастополь.

#### **4 Основные направления развития электроэнергетики города Севастополь**

Схема и Программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы определяет основные направления нового строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры города, обеспечивающие стабильное функционирование электроэнергетического комплекса в условиях реализации подключения новых потребителей, развития промышленного, туристического, хозяйственно-бытового и иных направлений экономики.

Основной целью развития электроэнергетики города Севастополь является обеспечение условий развития экономики города посредством стабилизации и поддержания темпов роста её энергоэффективности, а также обеспечения должного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса и социальной сферы, а именно:

- стабилизация процессов обновления и роста производственных мощностей и надежное электроснабжение хозяйственного комплекса и социальной сферы города Севастополя в условиях прогнозируемого экономического сценария и обеспечение возможностей для увеличения объемов энергопотребления;
- создание технических основ надежного энергоснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям.

Основными задачами формирования развития электроэнергетики города Севастополь являются:

- экономическая эффективность решений, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы города Севастополь;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной электросетевой инфраструктуры, генерирующих мощностей, соответствующее инвестиционным программам развития субъектов электроэнергетики, расположенных на территории города Севастополь;
- применение новых технологических решений.

##### **4.1 Прогноз потребления электрической энергии и мощности**

Уровень спроса на электрическую энергию и мощность в текущем периоде по территории города Севастополь приведен в пунктах 2.2 и 2.5 настоящей Схемы и Программы.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергорайона г. Севастополь на период 2019-2023 гг. представляется для двух вариантов:

- прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий утвержденному СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг. – базовый;
- прогноз потребления электроэнергии и мощности по материалам органов исполнительной власти города федерального значения Севастополь на период 2019-2023 гг. – умеренно-оптимистический.

## **Базовый прогноз потребления электрической энергии и мощности**

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 5-летний период разработан на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электрическим сетям, данных о максимальных и перспективных объемах потребления по крупным потребителям.

В таблице 4.1 приведен список крупных потребителей электроэнергии и мощности г. Севастополь, с указанием центров присоединения крупных потребителей, учтенных при формировании базового прогноза.

Таблица 4.1 – Прогноз прироста нагрузок потребителей по заключенным договорам на технологическое присоединение

№ п/п	Центр питания	Наименование заявителя;	№ ТУ на ТП; срок договора	Заявленная мощность, МВт	Подключенная нагрузка по состоянию на 01.01.2019	Нагрузка/ сроки ввода	Вводимая нагрузка с учетом коэффициентов совмещения максимумов нагрузки
1	ПС 35 кВ ПС-1	Потребители Минобороны России	ТУ № 1220-17;	3,298	3	0,298-2019	0,083
2	ПС 110 кВ ПС-5	ООО «Карбон»: ЭПУ жилой застройки	ТУ № 0713 от 28.08.2017; 04.10.2017-04.10.2019	0,864	0	0,864-2019	0,475
		Потребители Минобороны России: объект Бух. Камышовая – ул. Челнокова	ТУ № 1890 от 23.08.2018; 19.09.2018-19.09.2019	1,33	1,237	0,093-2019	0,023
3	ПС 110 кВ ПС-6	ООО «Северная Пальмира»: ЭПУ жилого, культурно- развлекательного комплекса	ТУ № 0523 от 16.08.2017; 26.10.2017-26.10.2019	1,71	0	1,71-2019	0,941
		Потребители Минобороны России: объект Историко- археологический музей ул. Древняя	ТУ № 0081 от 24.01.2019; 20.02.2019-20.02.2020	2,002	1,719	0,283-2019	0,070
4	ПС 110 кВ ПС-10	ООО НПФ «Реле»: ЭПУ оздоровительного комплекса	ТУ № 0011 от 12.07.2017; 16.08.2017-16.08.2019	1,5	0,5	1-2019	0,550
		ООО «Берег»: реконструкция базы отдыха «Мыс Айя»	ТУ № 2151 от 20.09.2018; 07.03.2019-07.03.2020	2	1	1-2020	0,550
5	ПС 110 кВ ПС-12	Потребители Минобороны России	ТУ № 0493 от 21.03.2019; 04.04.2019-04.04.2020	2,802	2	0,802-2020	0,201
6	ПС 35 кВ ПС-14	ООО «СВИК»: ЭПУ военно- исторического парка	ТУ № 2189 от 24.09.2018; 18.10.2018-18.10.2020	0,71	0	0,71-2019	0,391
7	ПС 110 кВ ПС-15	ООО ЗСС «Маяк»: ЭПУ завода	ТУ № 1264 от 25.06.2018; 12.07.2018-12.07.2019	3,5	2,241	1,259-2019	0,692
		Потребители Минобороны России: объект ул. Университетская	ТУ № 0136 от 05.02.2018; 11.05.2018-11.05.2020	1,907	1,287	0,62-2019	0,155
		Потребители Минобороны	ТУ № 1088 от 01.06.2018;	3,9	2,2	1,7-2020	0,425

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Центр питания	Наименование заявителя;	№ ТУ на ТП; срок договора	Заявленная мощность, МВт	Подключенная нагрузка по состоянию на 01.01.2019	Нагрузка/ сроки ввода	Вводимая нагрузка с учетом коэффициентов совмещения максимумов нагрузки
		России:	06.09.2018-06.09.2019				
8	ПС 110 кВ ПС-16	ООО «Южный терминал»: ЭПУ базы технологического обслуживания флота	ТУ № 1438 от 20.10.2017; 26.02.2018-26.02.2019	3,92	0,42	3,5-2019	1,925
		Потребители Минобороны России	ТУ № 0489 от 20.03.2019; 04.04.2019-04.04.2021	1,53	1	0,5-2020	0,275
		Потребители Минобороны России	ТУ № 0475 от 20.03.2019; 04.04.2019-04.04.2021	2,152	1,342	0,81-2021	0,203
9	ПС 110 кВ ПС-17	«САПУН-ГОРА»: ЭПУ товарищества собственников недвижимости	ТУ № 1852 от 18.11.2017; 16.01.2018-16.01.2020	1	0,608	0,392-2020	0,216
10	Сооружение новой ПС 110 кВ Фиолент с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 10 МВА каждый; со строительством двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Фиолент до ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС-16 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5	Индустриальный парк «Севастополь»	ТУ № 1568 от 19.07.2018;	8	0	8-2019	8

В рассматриваемой перспективе наибольший прирост нагрузки энергорайона г. Севастополь прогнозируется за счет развития предприятий туристической и рекреационной отрасли, а также за счет развития нагрузок Министерства обороны РФ.

В таблице 4.2 представлен базовый вариант прогноза уровней электропотребления энергорайона г. Севастополь. На рисунке 4.1 приведена динамика годового электропотребления за отчетный год и на рассматриваемый прогнозный период.

Таблица 4.2 – Базовый вариант прогноза потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Электропотребление, млн кВт ч	1401,42	1570	1601	1607	1617	1627
Темпы прироста, %	3,21	12,03	1,97	0,37	0,62	0,62

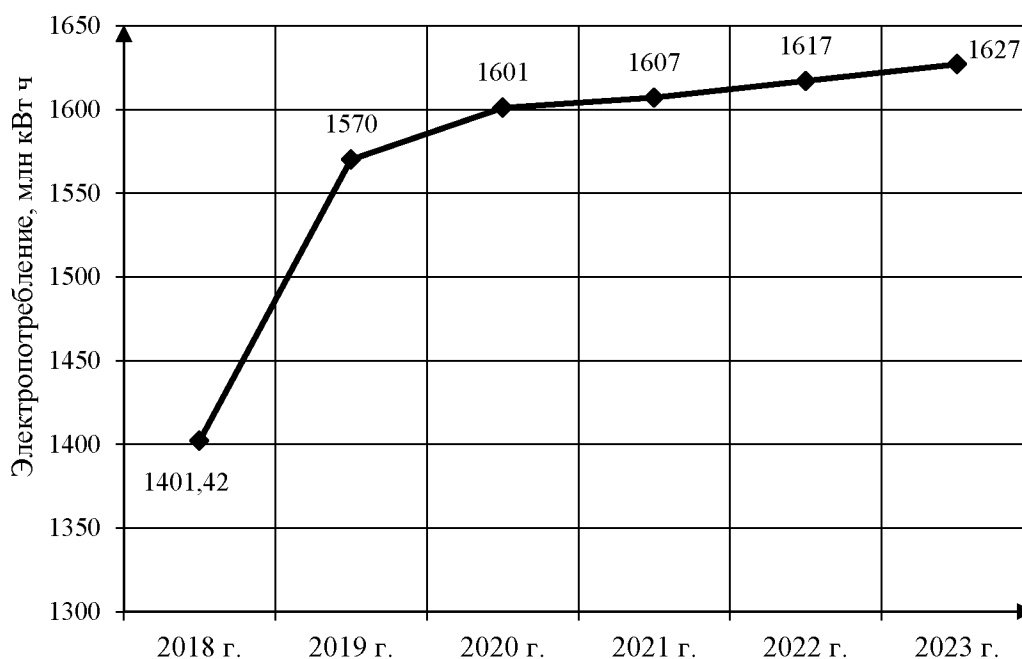


Рисунок 4.1 – Базовый вариант прогноза потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь

К 2023 году прогнозируется прирост потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь на 225 млн кВт ч (16,05%) по отношению к уровню отчетного 2018 года, и составит 1627 млн кВт ч. В целом, прогноз электропотребления по г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период характеризуется: за 2019г. существенным приростом (на 11,98% за год), связанным с реализацией основного количества технических условий на технологического присоединение в этот период, и затем на 2020 – 2023 гг. ежегодными темпами прироста порядка 0,4 – 2%.

В таблице 4.3 представлен прогноз годовых максимумов нагрузки энергорайона г. Севастополь по базовому варианту. На рисунке 4.2 приведена динамика максимумов нагрузки за отчетный год и на прогнозный период.

Таблица 4.3 – Базовый вариант прогноза максимума нагрузки энергорайона г. Севастополь

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Максимум нагрузки, МВт	283	329	335	337	339	341
Темпы прироста, %		0,35	16,25	1,82	0,60	0,59

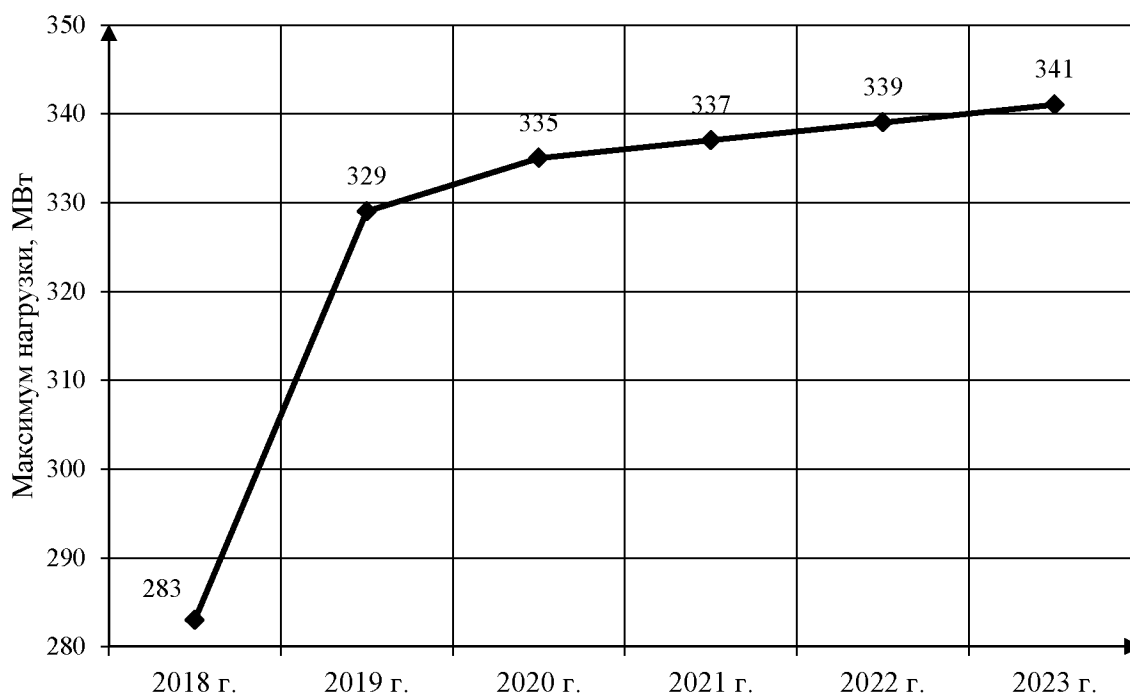


Рисунок 4.2 – Базовый вариант прогнозного максимума нагрузки энергорайона г. Севастополь

Максимум нагрузки энергорайона г. Севастополь в 2023 году прогнозируется на уровне 341 МВт, что на 58 МВт (20,5%) выше максимума нагрузки 2018 года. Прогноз максимума нагрузки по базовому варианту на рассматриваемый перспективный период 2019–2023 гг. характеризуется: значительным приростом в 2019 г., связанным с реализацией в этот период основного объема технических условий на технологическое присоединение, и на период 2020-2023 гг. темпами прироста в пределах 0,59-1,82% в год.

## Умеренно-оптимистический прогноз потребления электрической энергии и мощности

Умеренно-оптимистический прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на 5-летний период разработан на основании заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям, данных о возможном увеличении нагрузки потребителями.

В таблице 4.4 приведен список крупных потребителей электроэнергии и мощности г. Севастополь, учтенных при формировании умеренно-оптимистического прогноза дополнительно к базовому прогнозу.

Таблица 4.4 – Прогноз прироста нагрузок потребителей на основании заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям (дополнительно к базовому)

№ п/п	Центр питания	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Заявленная мощность с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки	Сроки ввода
1	ПС 110 кВ ПС-2	ПУ ФСБ России по Республике Крым	2,000	1,1	2019-2023
2	ПС 110 кВ ПС-4	ГБУ «Дирекция КС»: строительство психоневрологического отделения	0,966	0,531	2019-2023
		Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства ГКУ: канализационные очистные сооружения	0,976	0,537	2019-2023
3	ПС 110 кВ ПС-5	ГБУ «Дирекция КС»: больница скорой медицинской помощи	3,800	2,090	2019-2023
4	ПС 110 кВ ПС-6	ДСРИР ФГКУ: новое строительство Исторический бульвар 1	0,815	0,448	2019-2023
		ГБУ «Дирекция КС»: театр г. Севастополь	1,422	0,782	2019-2023
		ГБУ «Дирекция КС»: инфекционная больница	2,545	1,400	2019-2023
		Фонд «Национальное культурное наследие»: жилые помещения	2,957	1,626	2019-2023
5	ПС 35 кВ ПС-9	ФГУП «САП»: производственные мощности	0,800	0,440	2019-2023
6	ПС 110 кВ ПС-10	ГБОУ ДО ДОЛ «ГОРНЫЙ»: детский оздоровительный лагерь	1,499	0,824	2019-2023
7	ПС 110 кВ	ГБУ «Дирекция КС»: ГБУЗС	1,897	1,043	2019-

№ п/п	Центр питания	Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт	Заявленная мощность с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузки	Сроки ввода
	ПС-12	городская больница №4			2023
8	ПС 110 кВ ПС-15	ООО «Добрыня-ДАР»: торговый комплекс	1,000	0,550	2019-2023
9	ПС 110 кВ ПС-17	ГБУ «Дирекция КС»: ледовый каток г.Севастополь	0,712	0,392	2019-2023
10	ПС 110 кВ Омега	ГБУ «Дирекция КС»: онкологический диспансер	3,200	1,760	2019-2023
		ФГАОУ ВО Севастопольский государственный университет	3,366	1,851	2019-2023
		ГКУ «Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства»: канализационные очистные сооружения	4,018	2,210	2019-2023
		КОС «Южные»	5,458	3,00	2020
11	Проектируемая ПС 35 кВ «Андреевка»	ГБУ «Дирекция КС»: реконструкция клуба г. Севастополь, с. Андреевка	0,676	0,372	2020-2023

Примечание - перспективные потребители по данным об имеющихся заявках и возможных перспективных нагрузках.

Кроме того, в настоящее время на территории города Севастополь имеются перспективные планы по присоединению энергопринимающих устройств объектов Министерства обороны РФ, ФЦП «Социально-экономическое развитие Республики Крым и г. Севастополя до 2022 года» и прочих объектов гражданского назначения, которые требуют прохождения процедуры технологического присоединения и насчитывают 153,973 МВт нагрузки. Перечень таких потребителей представлен ниже:

Таблица 4.5 – Перечень перспективных нагрузок потребителей без утвержденных ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Заявленная мощность, МВт
1	Строительство академического театра танца имени В.А. – ул. Вакуленчука	1,625
2	ГБУЗС «Севастопольская городская психиатрическая больница», строительство 2-х корпусов на 220 коек	0,624
3	Амбулаторная поликлиника. Учреждение на 320 мест. Пр. Генерала Острякова	0,647
4	Монастырское шоссе, 69, Фиолентовское шоссе- Крепостное шоссе (р-н м. Фиолент)	4,898
5	в районе пер. Токарева, дом 64, ул. Хрусталева, ул. Курганная	0,852
6	АО ВСК (Верт. Сервисная компания)	0,800
7	В районе зоны ЮБК, урочища Батилиман, база отдыха Батилиман (кад.№91 :058001 :356)	0,814
8	Балаклавский район, Балка Бермана	1,101
9	Балаклавский район, в р-не 7-го км Балаклавского шоссе	4,957

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование объекта	Заявленная мощность, МВт
10	ул Туманная, д 1А/1, п.Любимовка , ул. Федоровская	1,682
11	в районе ул.Батарейная,дом37/1, ул. Южногорская, ул. Липовенко, Качинское шоссе	2,613
12	Строительство РЧВ с.Верхнесадовое	1,000
13	ФКП «УЗКС МО РФ» (с. Андреевка, здания и сооружения объекта 1855)	2,400
14	ГБУ «Дирекция КС» (с. Андреевка, клуб)	0,676
15	АО Корпорация развития Севастополя (Немецкая балка)	2,500
16	ФГУП «САП» (п. Кача, вертолетный завод)	0,800
17	Международный аэропорт Бельбек	1,585
18	Гр. Скурская Г.Е. (р-н п. Любимовка, эко-деревня)	1,827
19	ООО «Севхимпром» (с. Штурмовое, завод по производству гипохлорида натрия)	1,000
20	ООО «Инком» (ул. Горпищенко, многоквартирная жилая застройка)	0,500
21	ООО «Альфагруппинвест» (ул. Горпищенко, многоквартирная жилая застройка)	1,500
22	ООО «Автотехника» (ул. Горпищенко, многоквартирная жилая застройка)	0,800
23	ГБУ «Дирекция КС» (р-н Максимовой дачи)	1,000
24	ГБУ «Дирекция КС» (Алсу, детский оздоровительный лагерь)	1,499
25	ГБУ «Дирекция КС» (Балаклава, канализационные отчистные)	0,976
26	Военный городок №458 (объект "Ч")	1,500
27	ООО "ОРГА" (Балаклава, ул. Крестовского, многоквартирная жилая застройка)	2,145
28	АО "Корпорация развития Севастополя" (Балаклава)	4,500
29	Яхтенная марина в Балаклаве	22,000
30	ГБУ "Дирекция КС" (Монастырской шоссе, психоневрологический диспансер)	0,966
31	ГБУ "Дирекция КС" (б. Казачья, бассейн на территории школы)	0,670
32	ГБУ "Дирекция КС" (б. Камышловая, канализационные отчистные)	4,018
33	ГБУ "Дирекция КС" (парк Победы)	0,890
34	ГБУ "Дирекция КС" (Стрелецкий спуск, ледовый каток)	0,712
35	ФКП «УЗКС МО РФ» К-42/15-66 (Обустройство в/г №301 воинской части 62174)	2,791
36	ФКП «УЗКС МО РФ» К-41/14-41 (Обустройство в/г №302 г. Севастополь)	1,400
37	в/г 97 (г. Севастополь, мыс Фиолент, район Георгиевского монастыря)	0,900
38	Минобороны России К-41/15-41 (Здания, сооружения, инженерные сети военных городков №467Д, №467Г)	3,454
39	ФГКУ Крымское ТУИО МО РФ (ул. Военных строителей)	1,859
40	ФГКУ "Войсковая часть 35690" (военный городок в/ч 9519, ул. Челнокова, 19)	1,031
41	ФКП УЗКС МО РФ (ЧВВМУ им. П.С. Нахимова, ул. Дыбенко, 1-а в/г №75)	7,500
42	ФГКУ "2 центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии РФ" (ул. 2-я Бастионная)	2,217
43	ФКП УЗКС МО РФ (госпиталь ЧФ, Госпитальный спуск, в/г №6)	3,853
44	ФКП "УЗКС МО РФ" Ю-42/18-49 (обустройство автомобильной базы, в/ч 63876, ул. Индустриальная, 14-А)	0,668
45	ООО "СоюзСтроИнвест" (б. Казачья, многоквартирная жилая застройка)	0,900
46	ООО "Апогей" (б. Омега, гостиничный комплекс)	1,110
47	ООО "Русские строительные традиции" (б. Омега, база отдыха)	1,300
48	ООО "СЗ декор" (б. Омега, многоквартирная жилая застройка)	0,832
49	ООО "Адмиральская Лагуна" (б. Камышловая, база отдыха)	0,900
50	ООО "СЗ Талан-Ижевск" (ул. Гер. Бреста, многоквартирная жилая застройка)	0,923
51	ООО "Марина-де-Люкс" (р-н Рыбацкого причала, многоквартирная жилая застройка)	2,074
52	ООО "Крымград" (ул. Молодых Строителей, многоквартирная жилая застройка)	1,152
53	ООО "БПК Хризолит" (ул. Вакуленчука, многоквартирная жилая застройка)	1,593
54	ООО Альфа Групп Подряд (Фиолентовское шоссе, 4)	1,593
55	ООО "Таласса" (ул. Парковая, база отдыха)	1,650
56	ООО "Центр сопровождения строительства №1" (ул. Отрадная, 16-18)	1,000
57	ООО "СЗ Талан-Ижевск" (ул. Щитовая, многоквартирная жилая застройка)	1,132
58	ФГБУ культуры "Ахеогический музей заповедник" (ул. Древняя)	1,300

№ п/п	Наименование объекта	Заявленная мощность, МВт
59	Фонд "Национальное культурное наследие" (центр, объекты культуры и жилые помещения)	4,741
60	ООО "СЗ Талан-Ижевск" (пр. Победы, многоквартирная жилая застройка)	1,375
61	АО "Севастопольское автотранспортное предприятие" 14330 (ул. Индустриальная, 3)	1,866
62	ООО "Интерстрой" (ул. Токарева, многоквартирная жилая застройка)	2,000
63	ТСН Парус (Молочная балка)	0,900
64	Индивидуальная жилая застройка население города	5,000
65	ТСН, СНТ, ДНТ (кооперативы)	6,000
66	Другие потребители с заявленной мощностью менее 670 кВт	12,882
	<b>Итого</b>	<b>153,973</b>

Технические параметры объектов, обеспечивающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств, а также сроки реализации строительства следует определять в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

В таблице 4.6 представлен умеренно-оптимистический вариант прогноза уровней электропотребления энергорайона г. Севастополь. На рисунке 4.3 приведена динамика годового электропотребления за отчетный год и на рассматриваемый прогнозный период.

Таблица 4.6 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Электропотребление, млн кВт ч	1401	1596	1749	1878	2012	2146
<i>Темпы прироста, %</i>	3,24	13,90	9,58	7,38	7,12	6,65

К 2023 году прогнозируется прирост потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь на 745 млн кВт ч (53,18%) по отношению к уровню отчетного 2018 года, и составит 2146 млн кВт ч. В целом, умеренно-оптимистический прогноз электропотребления по г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период по тенденции повторяет базовый прогноз и характеризуется: за 2019г. существенным приростом (на 13,9 % за год), связанным с реализацией большого количества присоединения нагрузок, и затем на 2020 – 2023 гг. ежегодными темпами прироста порядка 6,6 – 9,6 %.

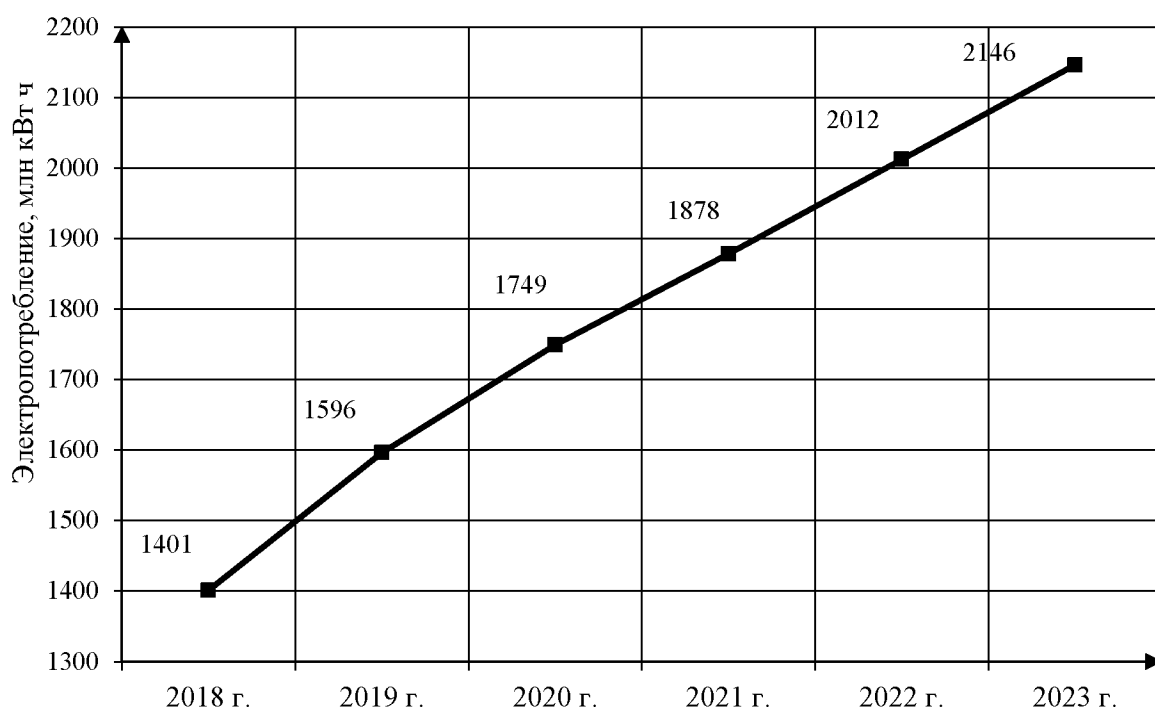


Рисунок 4.3 – Умеренно-оптимистический вариант прогноза потребления электроэнергии энергорайона г. Севастополь

В таблице 4.7 представлен прогноз годовых максимумов нагрузки энергорайона г. Севастополь по умеренно-оптимистическому варианту. На рисунке 4.4 приведена динамика максимумов нагрузки за отчетный год и на прогнозный период.

Таблица 4.7 – Умеренно-оптимистического вариант прогноза максимума нагрузки энергосистемы энергорайона г. Севастополь

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Максимум нагрузки, МВт	283	334	366	393	421	449
Темпы прироста, %	0,35	18,02	9,58	7,38	7,12	6,65

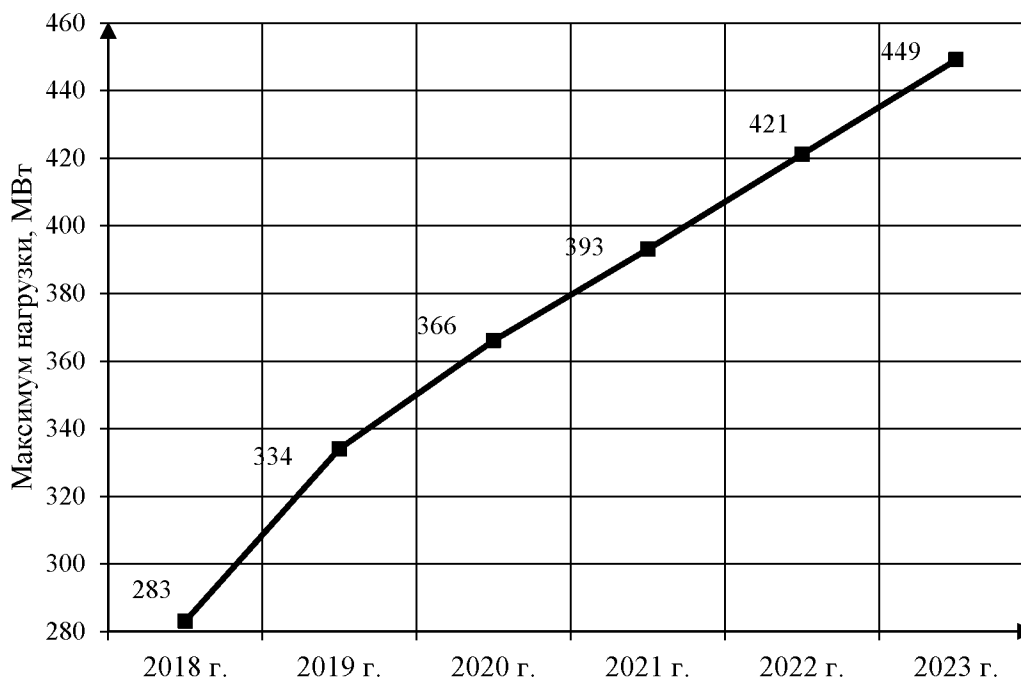


Рисунок 4.4 – Умеренно-оптимистический вариант прогнозного максимума нагрузки энергорайона г. Севастополь

Максимум нагрузки энергорайона г. Севастополь в 2023 году согласно умеренно-оптимистическому прогнозу может достичь уровня 449 МВт, что на 166 МВт (58,7 %) выше максимума нагрузки 2018 года. Прогноз максимума нагрузки по умеренно-оптимистическому варианту на рассматриваемый перспективный период 2018 – 2023 гг. характеризуется: значительным приростом в 2018-2019 гг., связанным с возможной реализацией в этот период большого количества подключений потребителей, и на период 2020-2023 гг. равномерными темпами прироста порядка 6,6-9,6 % в год.

#### 4.2 Перечень основных существующих потребителей с указанием перспективной мощности и электропотребления

В рамках подготовки к разработке «Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики город Севастополь на 2019-2023 годы» у крупных существующих потребителей электрической энергии в г. Севастополь были запрошены прогнозные данные об их максимальной нагрузке, а также прогноз потребления электрической энергии на рассматриваемый перспективный период.

В настоящем разделе в таблице 4.8 приведены сводные данные о прогнозируемой максимальной нагрузке потребителей, в таблице 4.9 – прогноз потребления электрической энергии на 5 лет.

Таблица 4.8 – Перечень существующих крупных потребителей электрической энергии с указанием прогноза изменения максимальной нагрузки, МВт

№п/п	Потребитель	Прогноз				
		2019 год	20 20год	2021 год	2022 год	2023 год
1	АО «Балаклавское рудоуправление им. А.М. Горького»	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
2	ГУП «Водоканал»	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
3	АО «Центр судоремонта «Звездочка»»	1,39	1,47	1,54	1,54	1,54
4	ООО «Завод Молот-Механика»	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д
5	ООО «Электрон»	0,73	0,747	0,75	0,80	0,80
6	ООО «Севастопольский приборостроительный завод «Парус»»	0,36	0,47	0,54	0,72	0,72
7	ООО «Ремкор»	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
8	ООО «Теплообмен»	37,00	40,00	43,00	47,00	47,00
9	ООО «Техфлот»	0,11	0,12	0,14	0,15	0,15

Таблица 4.9 – Перечень существующих крупных потребителей электрической энергии с указанием динамики электропотребления, млн кВт ч

№п/п	Потребитель	Прогноз				
		2019 год	20 20год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ООО «АВАЛ»	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
2	АО «Балаклавское рудоуправление им. А.М. Горького»	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
3	ГУП «Водоканал»	56,84	60,39	н/д	н/д	н/д
4	АО «Центр судоремонта «Звездочка»»	6,45	6,88	7,25	7,25	7,25
5	ООО «Завод Молот-Механика»	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
6	ООО «Электрон»	2,35	2,50	2,70	2,90	2,90
7	ООО «Севастопольский приборостроительный завод «Парус»»	1,15	2,30	3,45	4,60	4,60
8	ООО «Ремкор»	2,30	2,40	2,40	2,40	2,40
9	ГУП «Севастопольское авиационное предприятие»	0,95	1,00	1,05	1,10	1,10
10	ООО «Теплообмен»	0,12	0,14	0,16	0,18	0,18
11	ООО «Техфлот»	0,08	0,12	0,17	0,21	0,21
12	ГУП «Севэлектроавтотранс им. А.С. Куподерова»	17,08	19,40	19,40	19,40	19,40
13	ГУП г. Севастополя «Севастопольский морской порт»	4,10	4,70	4,84	4,99	5,14

#### **4.3 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях г. Севастополь мощностью 5 МВт и более на 5-летний период**

##### **Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для базового варианта**

Объем планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях г. Севастополь для базового варианта развития на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг. принят в соответствии с утвержденной «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.».

Согласно информации, приведенной в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.», на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг. предусматривается новое строительство, модернизация, выходы из эксплуатации генерирующего оборудования по энергорайону г. Севастополь в следующем объеме:

- ввод в работу 1 ПГУ КЭС 235 МВт на Балаклавской ТЭС в 2019 году (по состоянию на 01.06.2019, ПГУ-1 введена, ее установленная мощность составляет 251,445 МВт).

##### **Прогнозируемый состав генерирующих мощностей для умеренно-оптимистического варианта**

При умеренно-оптимистическом варианте развития на рассматриваемый перспективный период 2019-2023 гг., в соответствии с информацией, предоставленной органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации – города федерального значения Севастополь, изменения состава генерирующих мощностей не планируется.

#### 4.4 Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности

Перспективные балансы мощности и электрической энергии сформированы с учетом информации, приведенной в предыдущих разделах, и учитывают намеченную нагрузку потребителей и прогнозируемый состав генерирующих мощностей на электростанциях энергорайона г. Севастополь на период до 2023 года.

#### Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для базового варианта

Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для базового варианта развития приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 Перспективный баланс мощности энергорайона г. Севастополь для базового варианта

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Максимум нагрузки, МВт	283	329	335	337	339	341
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность	412,19	663,64	663,64	663,64	663,64	663,64
Располагаемая мощность	271,2	524,97	524,97	524,97	524,97	524,97
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	11,8	-195,97	-189,97	-187,97	-185,97	-183,97

Таким образом, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности энергорайона г. Севастополь складывается с избытком. Выдача электрической мощности происходит в сеть энергосистемы Республики Крым от Балаклавской ТЭС. Величина выдачи мощности к 2023 году снижается, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергорайона г. Севастополь (прирост на 58 МВт с 2018 по 2023 гг.).

Перспективные балансы электрической энергии энергорайона г. Севастополь для базового варианта развития приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 Перспективный баланс электрической энергии энергорайона г. Севастополь для базового варианта

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Электропотребление, млн кВт ч	1401,42	1570	1601	1607	1617	1627
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Выработка, млн кВт ч	858,84	1629,9	1659,6	1669,5	1679,4	1689,3
Прием/выдача электроэнергии из/в смежные энергосистемы	542,58	-59,9	-58,6	-62,5	-62,4	-62,3

Прогнозные значения выработки электрической энергии рассчитаны исходя из среднегодовой выработки Севастопольской ТЭЦ за прошедшие 5 лет, выработки СЭС-Энержи Севастополь, Балаклавской ТЭС, и с учетом отключенного состояния Севастопольской МГТЭС. Несмотря на избыточность энергорайона г. Севастополь по мощности и электрической энергии, в энергорайоне имеются существенные проблемы по пропускной способности сети 110-220 кВ для обеспечения возможности передачи мощности в полных объемах.

#### Оценка перспективной балансовой ситуации по электрической энергии и мощности для умеренно-оптимистического варианта

Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта развития приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Перспективный баланс мощности энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Максимум нагрузки, МВт	283	334	366	393	421	449
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность	412,19	663,64	663,64	663,64	663,64	663,64
Располагаемая мощность	271,2	524,97	524,97	524,97	524,97	524,97
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	11,8	-190,97	-158,97	-131,97	-103,97	-75,97

Таким образом, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности энергорайона г. Севастополь при развитии энергорайона по умеренно-оптимистическому сценарию складывается с выдачей мощности в соседние энергорайоны Крымской энергосистемы за счет выработки мощности Балаклавской ТЭС. Величина выдачи мощности снижается, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергорайона г. Севастополь (прирост на 166 МВт с

2018 по 2023 гг.). Прирост нагрузки по умеренно-оптимистическому прогнозу к 2023 году на 108 МВт выше прироста нагрузки по базовому прогнозу.

Перспективные балансы электрической энергии энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта развития приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 Перспективный баланс электрической энергии энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Электропотребление, млн кВт ч	1401,42	1596	1749	1878	2012	2146
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Выработка, млн кВт ч	858,84	1654,7	1709,2	1738,9	1773,6	1803,3
Прием/выдача электроэнергии из/в смежные энергосистемы	542,58	-58,7	39,8	139,1	238,4	342,7

Прогнозные значения выработки электрической энергии рассчитаны исходя из среднегодовой выработки Севастопольской ТЭЦ за прошедшие 5 лет, выработки СЭС-Энерджи Севастополь, Балаклавской ТЭС, и с учетом отключенного состояния Севастопольской МГТЭС. Несмотря на избыточность энергорайона г. Севастополь по мощности и электрической энергии, в энергорайоне имеются существенные проблемы по пропускной способности сети 110-220 кВ для обеспечения возможности передачи мощности и электроэнергии в полных объемах.

#### 4.5 Прогноз развития энергетики г. Севастополя на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – источники постоянно действующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человека. К возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия приливов, биомасса, низкопотенциальное тепло различных сред (воды, воздуха, грунта и др.).

Применение возобновляемых источников энергии позволяет:

- вытеснить некоторую часть органического топлива и ослабить зависимость от внешних его поставок;
- снизить себестоимость производства энергии (без учета первоначальных затрат);
- сократить объемы бюджетных дотаций на энергоснабжение малых населенных пунктов;
- уменьшить негативное влияние энергетики на природную среду;
- создать дополнительный стимул для развития высоких технологий в России;

- улучшить комфортность проживания на территории.

Тем не менее, высокие капитальные затраты на сооружение электростанций основанных на ВИЭ и низкое значение показателя использования установленной мощности не позволяют полностью заменить эксплуатируемые в настоящее время источники энергии. В связи с чем, ВИЭ необходимо рассматривать скорее как дополняющий энергоисточник.

#### *Ветроэнергетика*

В настоящее время в г. Севастополь ветроэнергетика не внедрена. Для оценки возможности установки ВЭС на территории г. Севастополь необходимо оценить пригодна ли данная местность для использования ветрогенераторов.

Установка ветрогенераторов экономически целесообразна со средней скоростью ветра от 3 м/с.

Показания средней скорости ветра на высоте 10-12 метров по данным метеостанций г. Севастополь, рассчитанной за период с октября 2012 г. по октябрь 2018 г., представлена на рисунке 4.5. Информация основана на данных интернет-портала [gr5.ru](http://gr5.ru) (ООО «Расписание Погоды»).

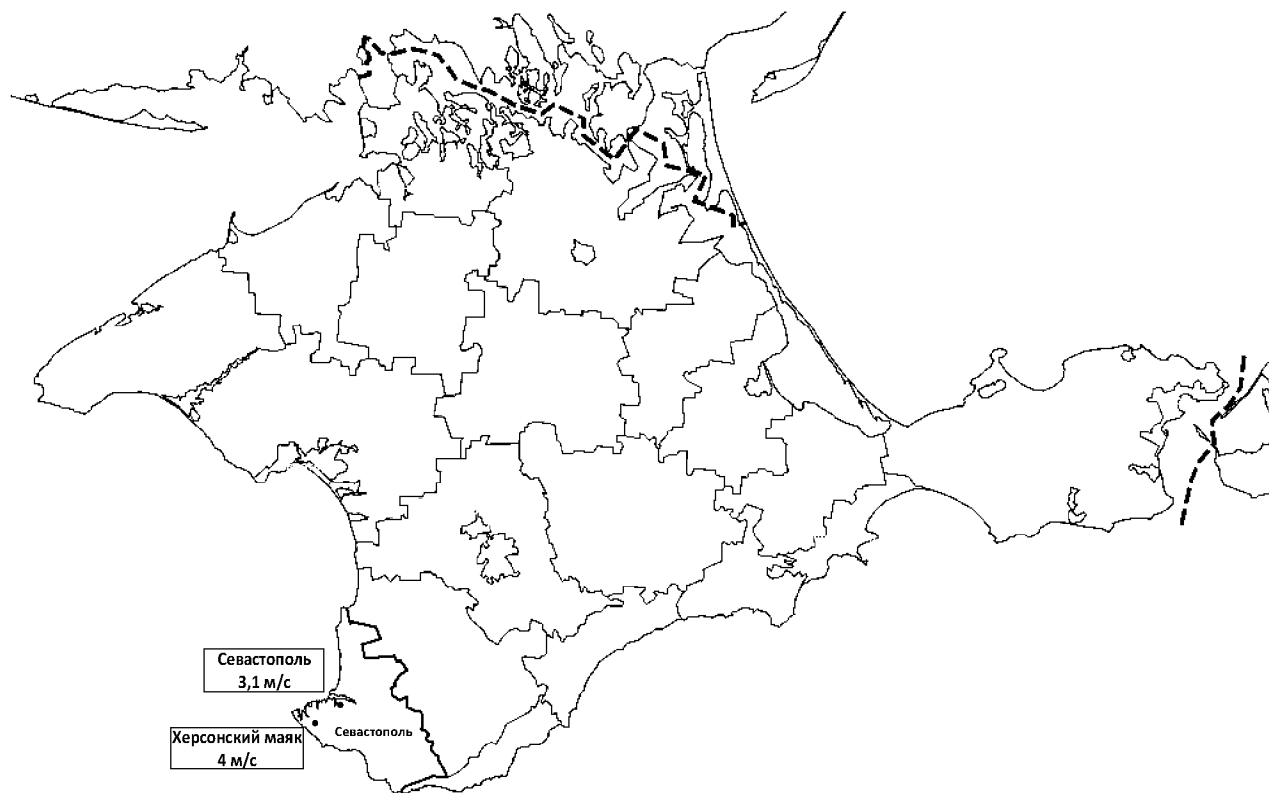


Рисунок 4.5 – Средняя скорость ветра по данным метеостанций г. Севастополь за период с октября 2012 г. по октябрь 2018 г

Информация о среднемноголетних скоростях ветра г. Севастополь, приведенная на рисунке 4.5, показывает, что данная территория обладает потенциалом необходимым для работы ветрогенерирующих установок.

#### *Солнечная энергетика*

Солнечная энергетика в г. Севастополь представлена СЭС с установленной мощностью 3,04 МВт. Данная электростанция была введена в работу в 2013 году.

Географическое расположение СЭС ООО «С.Энерджи – Севастополь» показано на рисунке 4.6.

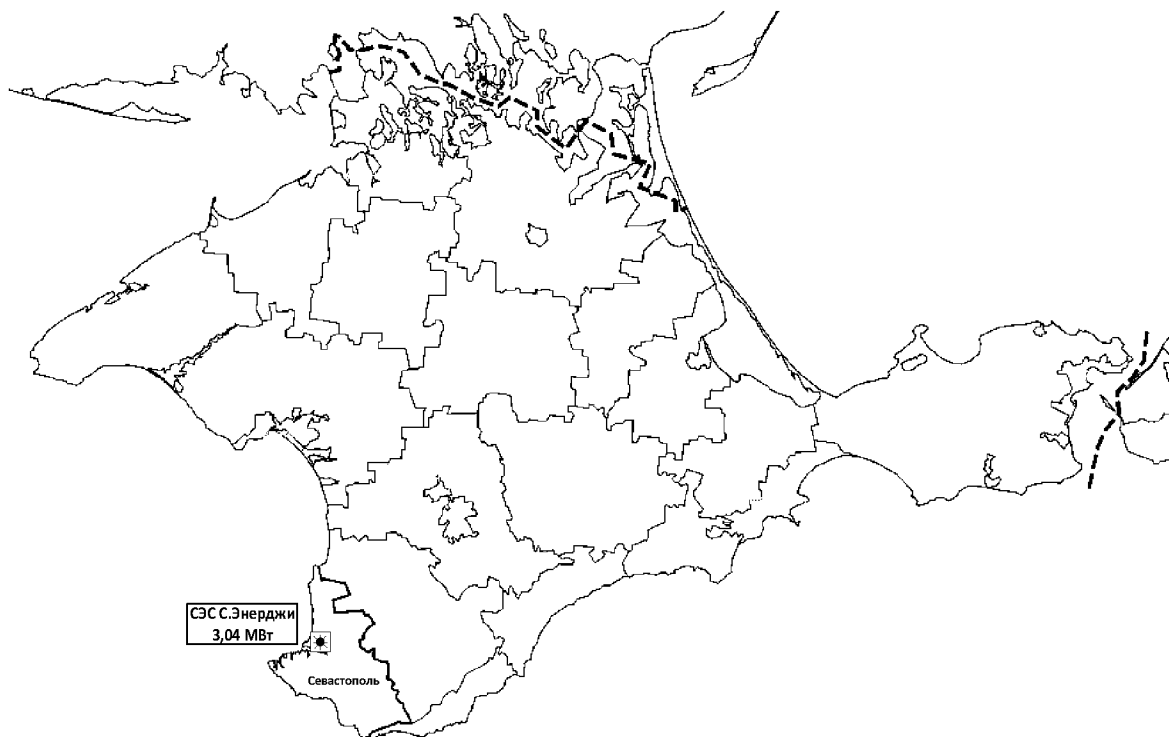


Рисунок 4.6 – Месторасположение СЭС на территории г. Севастополь

Установка солнечных электростанций экономически эффективна в том случае, если число часов солнечного сияния на рассматриваемой территории не ниже 2000 в год, а интенсивность поступления солнечного света составляет не менее 5000 МДж/м<sup>2</sup>.

Распределение солнечной радиации и продолжительность солнечного сияния на территории Крымского полуострова показаны на рисунках 4.7-4.8.

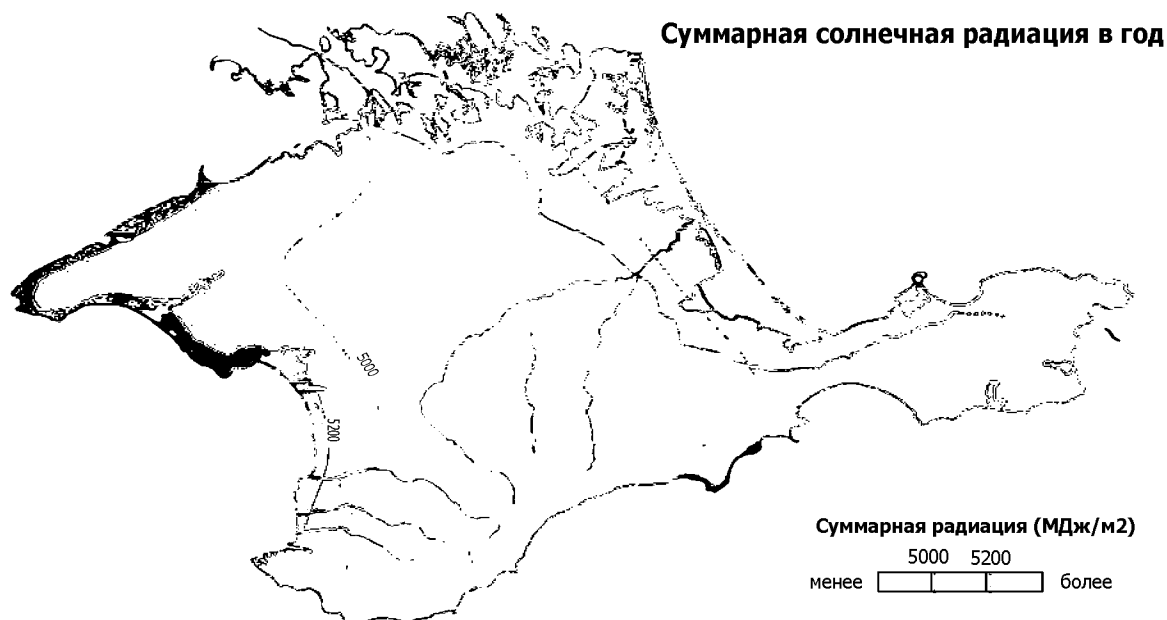


Рисунок 4.7 – Распределение солнечной радиации в год

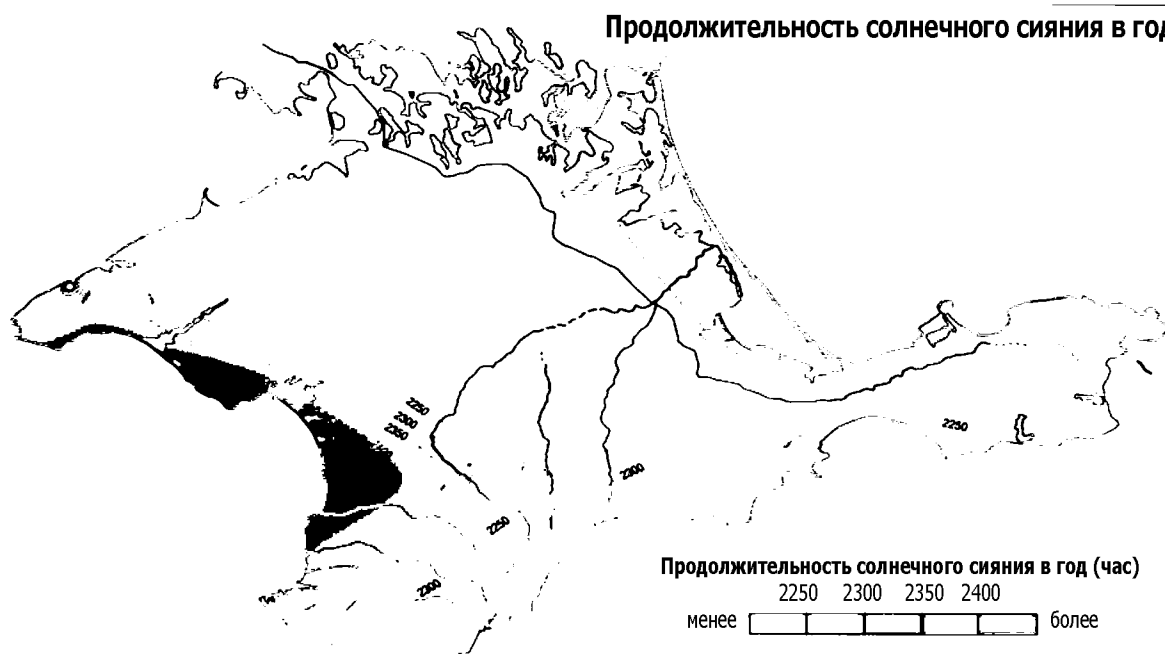


Рисунок 4.8 – Продолжительность солнечного сияния в год

Как видно из рисунков, практически на всей территории г. Севастополь солнечная радиация распределяется равномерно. В течение года продолжительность солнечного сияния в год составляет 2250-2350 часов.

Информация, представленная на рисунках 4.7-4.8 о распределении солнечной радиации и продолжительности солнечного сияния в год на территории г. Севастополь подтверждает, что данная территория является экономически целесообразной для установки СЭС.

### *Гидроэнергетика*

В г. Севастополь не внедрена гидроэнергетика. Это связано с тем, что реки имеют малые расходы воды, что существенно затрудняет эксплуатацию гидроэлектростанций.

Освоение потенциала малых рек и использование свободного напора в существующих системах водоснабжения и канализации с использованием установок малой гидроэнергетики помогает решить проблемы улучшения энергоснабжения многочисленных потребителей и их экологической безопасности.

### *Приливная энергетика*

Территория г. Севастополь включает побережье Черного моря. Поэтому перспективным может оказаться развитие возобновляемых источников энергии, основанной на энергии приливов – приливных электростанций. Однако у данного типа электростанции отмечается существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

### *Биоэнергетика*

Биоэнергетика – активно развивающееся направление нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Биоэнергетика охватывает сразу несколько независимых направлений получения энергии: энергия биогазов; энергия кородревесных отходов (КДО); энергия торфа и другие виды энергии.

### *Свалочный газ*

Свалочный газ – это биогаз, образующийся в результате анаэробного разложения органических отходов на полигонах твердых бытовых отходов (ТБО).

Любой полигон ТБО представляет собой большой биохимический реактор, в недрах которого в процессе эксплуатации, а также в течение нескольких десятилетий после закрытия в результате анаэробного разложения отходов растительного и животного происхождения образуется биогаз. Биогаз представляет собой смесь метана и углекислого газа примерно в равной пропорции. Биогаз неизбежно попадает в атмосферу, что вызывает ряд негативных последствий. Накопление газа в теле свалки зачастую вызывает самовозгорание ТБО. Процесс горения сопровождается образованием токсичных веществ, в частности, диоксинов. Негативное воздействие биогаза на окружающую среду привело к тому, что в большинстве развитых стран системы сбора и утилизации биогаза на полигонах ТБО получили широкое распространение.

Добыча и дальнейшее использование газа данного типа решает сразу несколько проблем:

- предотвращение загрязнения атмосферы (также, метан обладает сильным парниковым эффектом);
- снижение риска возникновения пожаров и взрывов на полигонах ТБО;
- получение опыта эксплуатации объекта по производству электрической энергии с помощью нетрадиционного источника энергии.

При строительстве электрической станции на свалочном газе в качестве топлива используется газ, выделяемый в теле полигона ТБО, который с помощью системы сбора свалочного газа подается на площадку, где установлено блочно-модульное оборудование.

Для обеспечения электрической станции топливом устанавливается комплекс специализированного оборудования для добычи, очистки и подачи свалочного газа. В состав комплекса входят:

- газосборная станция, подключенная к скважинам, пробуренным в теле полигона;
- газокompрессорная станция, обеспечивающая подачу газа;
- высокотемпературная факельная установка для сжигания излишних объемов газа;
- установки очистки газа (УОГ).

Работа комплекса по добыче и подаче свалочного газа выглядит следующим образом: газ, добываемый из тела полигона с помощью газосборной и газокompрессорной станций, проходит очистку в УОГ и затем подается на электрическую станцию, излишки газа сжигаются на факельной установке. Во время обслуживания генерирующего оборудования электростанции весь объем добываемого газа сжигается на факельной установке.

Севастополь располагает большим потенциалом для реализации проектов по сооружению генерирующих объектов, использующих свалочный газ. Таким образом, биогазовая энергетика может развиваться быстрыми темпами и решить проблему электро- и теплоснабжения в сельскохозяйственных населенных пунктах, а также на крупных предприятиях.

#### *Древесные отходы, пеллеты*

Пеллеты (древесные гранулы) — это экологически чистый вид топлива, получаемый из древесного сырья методом прессования. Данное топливо производят из отходов лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности без применения проклеивающих веществ. Основными видами сырья, из которого изготавливаются пеллеты, являются щепки, опилки, стружки, древесная пыль и кора деревьев. Но, так же существуют и другие виды сырья, например торф, солома, скорлупа орехов, камыш и др.

В готовом виде пеллеты представляют собой гранулы диаметром 6–10 мм длиной до 50 мм. Изготовление пеллет решаются сразу несколько важных

проблемы: перерабатываются пожароопасные отходы и производится высококалорийное топливо.

Пеллеты как вид топлива появились сравнительно недавно, однако благодаря своим высоким теплотворным и натуральным свойствам, получил широкое распространение в Европе, Японии и Северной Америке. Рост их потребления обусловлен возможностью использования гранул на промышленных теплоэлектростанциях и в установках, предназначенных для частного применения.

При условии развития лесопромышленного комплекса на территории г. Севастополь такой вид топлива как пеллеты может получить довольно широкое применение.

#### **4.6 Анализ расчетов электрических режимов электрической сети энергорайона г. Севастополь**

Электрические расчеты потокораспределения и уровней напряжения в электрических сетях энергорайона г. Севастополь выполнены для нормальных схем, а также при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах.

Электрические расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin. Расчетная схема содержит развернутую сеть 35-110 кВ энергорайона г. Севастополь, межрайонные связи 35-110-220-330 кВ с энергосистемой республики Крым.

Электрические нагрузки на период 2019-2023 гг. по подстанциям определены в соответствии с прогнозом электропотребления и максимума нагрузки и сформированными балансами мощности и электроэнергии энергорайона г. Севастополь.

Расчеты режимов потокораспределения и уровней напряжения выполнены для зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня при температуре наружного воздуха  $-7^{\circ}\text{C}^2$  в зимний период и  $+35^{\circ}\text{C}$  в летний период.

---

<sup>2</sup> В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФЭС), при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, разработке балансов электрической энергии энергосистемы и балансов мощности энергосистемы на перспективный период, определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям соблюдаются требования к планированию развития энергосистемы, в том числе в части определения (применения) температурных расчетных условий. Пунктом 185 ПТФЭС предусмотрено, что балансы мощности на перспективный период разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - на час собственного максимума потребления) в декабре для температурных условий, определяемых как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха по территории энергосистемы, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления активной мощности этой энергосистемы за 10 предшествующих осенне-зимних периодов. По состоянию на 13.09.2019 значение указанной расчетной температуры составляет  $-7^{\circ}\text{C}$  на основании статистических данных по энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

В разделе 3 «Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории города Севастополь» был проведен анализ и выявлено наличие «узких мест» в существующей сети энергорайона.

В целях ликвидации выявленных «узких мест», в рассматриваемом перспективном периоде необходимо предусмотреть усиление существующего электросетевого комплекса. В качестве мероприятий, нацеленных на ликвидацию существующих узких мест и возможное недопущение их появления в перспективном периоде, рассматриваются:

1. Сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4.

2. Выполнение реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ в целях обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ.

3. Выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12.

4. Анализ расчетов всех электрических режимов на перспективный период 2019-2023 гг. проводился с учетом выполненной реконструкции транзита ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС 10 – Заря – Ялта (Дарсан) с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и реорганизацией присоединения транзитных подстанций. Необходимо отметить, что в целях осуществления указанной реконструкции потребуется выполнить расширение ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь на одну линейную ячейку для завода на ПС 330 кВ Севастополь второй цепи рассматриваемого транзита.\*

\*В настоящее время одноцепный транзит 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Алушка – Гаспра – Ялта имеет протяженность порядка 70 км и четыре промежуточных подстанции 110 кВ. При выполнении реконструкции указанного транзита должны выполняться требования «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» в части п.5.28: «При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех».

Таким образом, для приведения в соответствие требованиям «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», а также исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режима из области допустимых значений, предлагается выполнить реконструкцию транзита 110 кВ Севастополь – ПС 10 – Заря – Ялта (Дарсан) с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и реорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой

соответствующего оборудования на них, принимая во внимание сведения ГУП «Крымэнерго» о имеющихся сложностях при отводе земли под вторую линию по рассматриваемой трассе прохождения линии и возможности сооружения по данной трассе двухцепной линии 110 кВ (с проводом марки АС-240) взамен существующей.

В целях недопущения перегрузки трансформаторного оборудования и исключения ввода ГВО при отключении одного из трансформаторов центра питания рассматриваются следующие мероприятия:

- реконструкция ПС 35 кВ ПС-7: замена существующего Т2 6,3 МВА на трансформатор мощностью не менее 10 МВА (2021г.);
- реконструкция ПС 35 кВ ПС-9: замена существующего Т1 5,6 МВА на трансформатор мощностью не менее 10 МВА (2021 г.).

Замена трансформаторов обусловлена существующими режимами электрической сети.

#### **Анализ расчетов электрических режимов для базового варианта**

Рекомендуемый срок реализации рассмотренных мероприятий, нацеленных на ликвидацию существующих узких мест – 2019 год. При этом, с учетом сроков, необходимых для реализации указанных мероприятий (в частности, сооружения участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4), а также сроков, предусмотренных СиПР г. Севастополя на 2018-2022 годы, возможен ввод в работу указанной ВЛ после 2019 года. Таким образом, дополнительно выполнены расчеты электрических режимов на этап 2019 года с учетом перспективного развития сети 35 кВ и выше и генерации Севастопольской ТЭЦ на уровне располагаемой мощности для зимнего и летнего периодов без учета сооружения участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4

Проведенными расчетами выявлены превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов (описана наибольшая из выявленных перегрузок электросетевых элементов):

- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) (в период зимних максимальных нагрузок до 29% сверх ДДТН (до 12% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 81% сверх ДДТН (до 50% сверх АДТН) в схеме аварийного отключения 1(2) СШ

110 кВ ПС 330 кВ Севастополь – ликвидируется действием существующей АОПО Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) на отключение МВ 110 ПС-17 и МВ 110 ПС-11 на Севастопольской ТЭЦ. Действие АОПО ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) на отключение МВ 110 ПС-17 и МВ 110 ПС-11 на Севастопольской ТЭЦ приводит к отключению нагрузки потребителей на ПС 110 кВ ПС-5, ПС 110 кВ ПС-6, ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ ПС-17, ПС 110 кВ ПС-15, ПС 110 кВ ПС-19 и ПС 110 кВ Омега.;

- ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 (в период зимних максимальных нагрузок до 27% сверх ДДТН (до 17% сверх АДТН), в период летних максимальных нагрузок до 53% сверх ДДТН (до 27% сверх АДТН)), ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 (в период зимних максимальных нагрузок до 6% сверх ДДТН (АДТН не превышает), в период летних максимальных нагрузок до 30% сверх ДДТН (до 8% сверх АДТН)) в схеме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая и ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая – ликвидируется вводом ГВО в объеме до 33 МВт в летний период и до 27 МВт в зимний период.

Ввод участка двухцепной ВЛ 110 кВ с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4 позволит исключить превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая), ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2. В связи с этим анализ расчетов электрических режимов на перспективный период 2019-2023 гг. проводился с учетом совместной реализации следующих мероприятий:

1. Сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4.

2. Выполнение реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ в целях обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ.

3. Выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь, Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12.

Расчеты проводились с учетом замыкания СВ 110 кВ на ПС 110 кВ ПС-11 и ПС 110 кВ ПС-12.

Проведенными расчетами выявлены превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов (описана наибольшая из выявленных перегрузок электросетевых элементов):

- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (в период летних максимальных нагрузок до 32% сверх ДДТН (до 10% сверх АДТН) в схеме аварийного отключения 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется действием существующей АОПО Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая;
- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (в период летних максимальных нагрузок до 8% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме аварийного отключения 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется переводом нагрузки 1с 110 кВ ПС 110 кВ ПС-16, ПС 110 кВ Омега и 2с 110 кВ ПС 110 кВ ПС-15 на ПС 110 кВ ПС-20 через СВ-110 кВ ПС 110 кВ ПС-16
- ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент (в период зимних максимальных нагрузок до 9% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4, в период летних максимальных нагрузок 2023г. до 9% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме отключения ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений в схеме отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4 требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Фиолент на ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ПС 110 кВ Омега от ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега. Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений в схеме отключения ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Фиолент на ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ПС 110 кВ ПС-6 от ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-6;
- АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в период зимних максимальных нагрузок на 31%, в период летних максимальных нагрузок на 21% в схеме аварийного отключения АТ-3(2) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь). – ликвидируется действием АОПО АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь;
- АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в период летних максимальных нагрузок на 30% при аварийном отключении АТ-3(2) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай) – ликвидируется существующими устройствами ПА с действием на ОН потребителей в энергорайоне г. Севастополь;
- ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент (в период летних максимальных нагрузок до 20% сверх ДДТН (АДТН не

превышается) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-6 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений потребуется перевод питания нагрузки ПС 110 кВ Фиолент от ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ввод ГВО в объеме до 5 МВт;

- АТ-1 220/110 кВ Севастополь (в период летних максимальных нагрузок до 52% сверх ДДТН (до 13% сверх АДТН) при аварийном отключении КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 в схеме ремонта КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2). В данной схемно-режимной ситуации также загружается ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы до 72% сверх ДДТН (до 44% сверх АДТН), ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай до 27% сверх ДДТН (до 6% сверх АДТН), ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ - Почтовое с отпайками до 10% сверх ДДТН (АДТН не превышает). Выявленные перегрузки ликвидируются существующими устройствами ПА с действием на ОН потребителей в энергорайоне г. Севастополь,

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме, а также при возникновении нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергорайона г. Севастополь на этапах 2019-2023 гг. находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Также был проведен анализ баланса реактивной мощности энергорайона г. Севастополь на этап 2023 года.

К 2023 г. в энергосистеме г. Севастополь прогнозируется наличие следующих источников реактивной мощности:

1. Генераторы Г-2 и Г-3 Севастопольской ТЭЦ;
2. БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Севастополь, мощностью 34,4 Мвар каждый;
3. Генераторы ПГУ 1, 2 КЭС Балаклавской ТЭС.

Результаты анализа приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Балансы реактивной мощности на этап 2023 года, Мвар

	Зимний максимум	Зимний минимум	Летний максимум	Летний минимум
Q генерация	48	-65	94	-43
Q БСК	30	0	0	0
Q генерация ВЛ	19	20	19	20
<b>Итого генерация</b>	<b>97</b>	<b>-45</b>	<b>113</b>	<b>-23</b>
Q нагрузки	113	60	130	69
Q потери ВЛ	13	4	12	3
Q потери в Т и АТ	69	41	56	34
<b>Итого потребность</b>	<b>195</b>	<b>105</b>	<b>197</b>	<b>106</b>
<b>Внешний переток (+ прием; - отдача)</b>	<b>98</b>	<b>151</b>	<b>85</b>	<b>129</b>

Таким образом, энергорайон г. Севастополь является дефицитным по реактивной мощности, однако, как показал анализ расчетов электрических режимов, в нормальной схеме и при нормативном возмущении в нормальной, ремонтной схеме с учетом работоспособного состояния устройств РПН и БСК в энергорайоне г. Севастополь уровни напряжений находятся в области допустимых значений. Дополнительных мероприятий по компенсации реактивной мощности не требуется.

#### **Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования**

В настоящем разделе приведен перечень центров питания 35 кВ и выше и выполнен анализ перспективной загрузки установленного трансформаторного оборудования.

В таблицах 4.15 – 4.17 приведены данные по питающим центрам 35 кВ и выше с указанием установленной мощности каждого трансформатора, наибольшей загрузки каждого трансформатора центра питания в дни зимнего/летнего контрольного замеров 2018 года и заявленной мощности по договорам на технологическое присоединение.

В таблице 4.18 представлена информация о перспективной загрузке центров питания 35 кВ и выше.

Цветом отмечены центры питания, у которых при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт), на рассматриваемом перспективном периоде возможно превышение допустимой нагрузки оставшегося в работе трансформатора. Красной заливкой отмечены центры питания, где загрузка трансформатора превышает его номинальную мощность при отключении или выводе в ремонт одного наиболее мощного трансформатора.

Таблица 4.15 – Максимальная загрузка трансформаторов питающих центров 35 кВ и выше в зимний режимный день и перспективные приросты мощности по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 19.12.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	T-1	16	35/6	0,51	8,09	7,56	2,88	0,042				
		T-2	16	35/6	0,00	0	0	0,00					
		T-3	15	35/6	0,30	4,54	4,24	1,62	0,042				
2	ПС 110 кВ ПС-2	T-1	16	110/6	0,13	2,05	1,92	0,72					
		T-2	16	110/6	0,18	2,94	2,72	1,12					
3	ПС 35 кВ ПС-3	T-1	10	35/6	0,48	4,77	4,36	1,93					
		T-2	10	35/6	0,49	4,93	4,51	1,99					
4	ПС 110 кВ ПС-4	T-1	16	110/6	0,29	4,68	4,37	1,67					
5	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	25	110/35/6	0,51	12,80	11,99	4,48	0,249				
		T-2	25	110/35/6	0,73	18,27	16,82	7,13	0,249				
		T-3	16	110/35/6	0,34	5,44	5,04	2,05					
6	ПС 110 кВ ПС-6	T-1	40	110/6	0,41	16,21	14,26	7,71	0,506				
		T-2	40	110/6	0,40	15,80	14,21	6,91	0,506				
7	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	7,5	35/6	0,69	5,17	4,78	1,97					
		T-2	6,3	35/6	0,79	5,00	4,61	1,94					
8	ПС 35 кВ ПС-8	T-1	7,5	35/6	0,87	6,54	5,80	3,02					
		T-2	6,3	35/6	0,01	0,07	0,06	0,04					
9	ПС 35 кВ ПС-9	T-1	5,6	35/6	0,00	0	0	0,00					
		T-2	10	35/6	0,79	7,86	7,08	3,41					
10	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	10	110/10	0,65	6,49	6,42	0,95	0,275	0,275			
		T-2	10	110/10	0,42	4,20	4,07	1,04	0,275	0,275			
11	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	25	110/6	0,66	16,39	15,24	6,03					
		T-2	25	110/6	0,66	16,40	15,32	5,85					
12	ПС 110 кВ	T-1	25	110/6	0,00	0	0	0,00		0,101			

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 19.12.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	ПС-12	Т-2	25	110/6	0,48	11,91	10,93	4,73		0,101			
13	ПС 35 кВ ПС-13	Т-1	3,2	35/6	0,59	1,90	1,79	0,64					
		Т-2	3,2	35/6	0,00	0	0	0,00					
14	ПС 35 кВ ПС-14	Т-1	3,2	35/6	0,00	0	0	0,00	0,196				
		Т-2	3,2	35/6	0,43	1,39	1,31	0,46	0,196				
15	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	25	110/6	0,34	8,49	7,92	3,06	0,424	0,213			
		Т-2	25	110/6	0,60	14,88	13,92	5,26	0,424	0,213			
16	ПС 110 кВ ПС-16	Т-1	10	110/6	0,25	2,53	2,50	0,39	0,963	0,138	0,102		
		Т-2	10	110/6	0,19	1,91	1,90	0,20	0,963	0,138	0,102		
17	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1	15	110/6	0,53	7,89	7,20	3,23		0,138			
		Т-2	16	110/6	0,35	5,66	5,20	2,24		0,138			
18	ПС 35 кВ ПС-18	Т-1	6,3	35/6	0,24	1,54	1,41	0,62					
		Т-2	4	35/6	0,00	0	0	0,00					
19	ПС 110 кВ ПС-19	Т-1	10	110/6	0,48	4,76	4,33	1,98					
		Т-2	10	110/6	0,17	1,69	1,55	0,67					
20	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1	10	110/35/6	0,00	0	0	0,00					
		Т-2	16	110/35/6	0,53	8,40	7,74	3,26					
21	ПС 35 кВ Терновка	Т1	4	35/10	0,55	2,19	2,18	0,21					
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1	25	110/6	0,00	0,00	н/д	н/д					
		Т-2	25	110/6	0,18	4,53	4,16	1,79					
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	0,80	12,81	12,50	2,80					
		Т-2	16	110/35/10	0,59	9,41	9,20	2,00					

Таблица 4.17 – Максимальная загрузка трансформаторов питающих центров 35 кВ и выше в летний режимный день и перспективные приросты мощности по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.06.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	T-1	16	35/6	0,33	5,22	4,8	2,05	0,042				
		T-2	16	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		T-3	15	35/6	0,21	3,22	2,96	1,27	0,042				
2	ПС 110 кВ ПС-2	T-1	16	110/6	0,06	1,03	0,96	0,37					
		T-2	16	110/6	0,15	2,34	2,16	0,90					
3	ПС 35 кВ ПС-3	T-1	10	35/6	0,34	3,37	3,22	0,99					
		T-2	10	35/6	0,35	3,48	3,33	1,01					
4	ПС 110 кВ ПС-4	T-1	16	110/6	0,19	3,01	2,78	1,15					
5	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	25	110/35/6	0,00	0,01	0,01	0,00	0,249				
		T-2	25	110/35/6	0,76	18,97	17,06	8,30	0,249				
		T-3	16	110/35/6	0,79	12,7	11,64	5,08					
6	ПС 110 кВ ПС-6	T-1	40	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,506				
		T-2	40	110/6	0,61	24,44	22,23	10,16	0,506				
7	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	7,5	35/6	0,51	3,82	3,58	1,33					
		T-2	6,3	35/6	0,20	1,23	1,13	0,49					
8	ПС 35 кВ ПС-8	T-1	7,5	35/6	0,02	0,12	0,11	0,05					
		T-2	6,3	35/6	0,82	5,14	4,58	2,33					
9	ПС 35 кВ ПС-9	T-1	5,6	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		T-2	10	35/6	0,62	6,23	5,6	2,73					
10	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	10	110/10	0,36	3,63	3,62	0,27	0,275	0,275			
		T-2	10	110/10	0,33	3,3	3,2	0,81	0,275	0,275			
11	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	25	110/6	0,50	12,54	11,61	4,74					
		T-2	25	110/6	0,57	14,35	13,44	5,03					
12	ПС 110 кВ ПС-	T-1	25	110/6	0,17	4,3	3,97	1,65		0,101			

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.06.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	12	Т-2	25	110/6	0,23	5,78	4,87	3,11		0,101			
13	ПС 35 кВ ПС-13	Т-1	3,2	35/6	0,34	1,09	1,04	0,33					
		Т-2	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
14	ПС 35 кВ ПС-14	Т-1	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,196				
		Т-2	3,2	35/6	0,27	0,87	0,78	0,39	0,196				
15	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	25	110/6	0,23	5,72	5,28	2,20	0,424	0,213			
		Т-2	25	110/6	0,57	14,24	13,12	5,54	0,424	0,213			
16	ПС 110 кВ ПС-16	Т-1	10	110/6	0,35	3,46	1,91	2,89	0,963	0,138	0,102		
		Т-2	10	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,963	0,138	0,102		
17	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1	15	110/6	0,44	6,67	6,24	2,36		0,138			
		Т-2	16	110/6	0,27	4,24	3,92	1,62		0,138			
18	ПС 35 кВ ПС-18	Т-1	6,3	35/6	0,25	1,55	1,38	0,71					
		Т-2	4	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
19	ПС 110 кВ ПС-19	Т-1	10	110/6	0,23	2,27	2,1	0,86					
		Т-2	10	110/6	0,12	1,2	1,1	0,48					
20	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1	10	110/35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-2	16	110/35/6	0,41	6,53	5,99	2,60					
21	ПС 35 кВ Терновка	Т1	4	35/10	0,27	1,07	1,02	0,32					
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1	25	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-2	25	110/6	0,15	3,8	3,54	1,38					
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	0,63	10,14	9,8	2,6					
		Т-2	16	110/35/10	0,46	7,30	6,80	1,80					

Таблица 4.18 Перспективная загрузка питающих центров 35 кВ и выше с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Ном. мощность тр-ра, МВА	Ном. напряжения обмоток тр-ра, кВ	Перспективная загрузка ЦП в зимний период, МВт					Перспективная загрузка ЦП в летний период, МВт				
					2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	Т-1	16	35/6	7,28	11,88	11,88	11,88	11,88	6,00	7,84	7,84	7,84	7,84
		Т-2	16	35/6										
		Т-3	15	35/6										
2	ПС 110 кВ ПС-2	Т-1	16	110/6	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
		Т-2	16	110/6										
3	ПС 35 кВ ПС-3	Т-1	10	35/6	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
		Т-2	10	35/6										
4	ПС 110 кВ ПС-4	Т-1	16	110/6	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
5	ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	25	110/35/6	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21
		Т-2	25	110/35/6										
		Т-3	16	110/35/6										
6	ПС 110 кВ ПС-6	Т-1	40	110/6	29,48	29,48	29,48	29,48	29,48	23,24	23,24	23,24	23,24	23,24
		Т-2	40	110/6										
7	ПС 35 кВ ПС-7	Т-1	7,5	35/6	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
		Т-2	6,3	35/6										
8	ПС 35 кВ ПС-8	Т-1	7,5	35/6	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69
		Т-2	6,3	35/6										
9	ПС 35 кВ ПС-9	Т-1	5,6	35/6	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
		Т-2	10	35/6										
10	ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	10	110/10	11,04	11,59	11,59	11,59	11,59	7,37	7,92	7,92	7,92	7,92
		Т-2	10	110/10										
11	ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	25	110/10	30,56	30,56	30,56	30,56	30,56	25,05	25,05	25,05	25,05	25,05
		Т-2	25	110/10										
12	ПС 110 кВ	Т-1	25	110/10	10,93	11,13	11,13	11,13	11,13	8,84	9,04	9,04	9,04	9,04

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Ном. мощность тр-ра, МВА	Ном. напряжения обмоток тр-ра, кВ	Перспективная нагрузка ЦП в зимний период, МВт					Перспективная нагрузка ЦП в летний период, МВт				
					2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	ПС-12	Т-2	25	110/10										
13	ПС 35 кВ	Т-1	3,2	35/6	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	ПС-13	Т-2	3,2	35/6										
14	ПС 35 кВ	Т-1	3,2	35/6	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
	ПС-14	Т-2	3,2	35/6										
15	ПС 110 кВ	Т-1	25	110/10	22,69	23,11	23,11	23,11	23,11	19,25	19,67	19,67	19,67	19,67
	ПС-15	Т-2	25	110/10										
16	ПС 110 кВ	Т-1	10	110/10	6,33	6,60	6,80	6,80	6,80	3,84	4,11	4,31	4,31	4,31
	ПС-16	Т-2	10	110/10										
17	ПС 110 кВ	Т-1	15	110/10	12,40	12,68	12,68	12,68	12,68	10,16	10,44	10,44	10,44	10,44
	ПС-17	Т-2	16	110/10										
18	ПС 35 кВ	Т-1	6,3	35/6	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
	ПС-18	Т-2	4	35/6										
19	ПС 110 кВ	Т-1	10	110/10	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
	ПС-19	Т-2	10	110/10										
20	ПС 110 кВ	Т-1	10	110/35/6	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99
	ПС-20	Т-2	16	110/35/6										
21	ПС 35 кВ Терновка	Т-1	4	35/10	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1	25	110/6	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54
		Т-2	25	110/6										
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
		Т-2	16	110/35/10										

Превышения номинальной нагрузки трансформатора были выявлены на следующих ПС 35-110 кВ:

- ПС 110 кВ ПС-5: с 2019 года в зимние периоды загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,26 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летние периоды превышения загрузки Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-7 кВ: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,61 о.е. от  $S_{ном.}$ , загрузка Т-1 7,5 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА составляет 1,36 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА и Т-1 7,5 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-8: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,05 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-9: в зимний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составляет 1,40 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составляет 1,11 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ ПС-10: с 2020 года в зимние периоды загрузка Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА составит 1,18 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летние периоды превышения величины загрузки Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 110 кВ ПС-11: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,31 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ Мекензиевы горы: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования подстанций 35-110 кВ при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой, а также длительно-допустимой и аварийно-допустимой токовой нагрузкой трансформаторов, определяемых в соответствии с «Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81).

Выявленная величина перегрузки трансформаторов 35-110 кВ сопоставлялась с коэффициентами, определёнными по таблицам Приложения 1 к «Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов

автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию», с применением принципа линейной интерполяции для промежуточных значений температуры окружающей среды:

- $K_{ддтн}$  – коэффициентом допустимой длительной перегрузки без ограничения длительности при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблица 1 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»);

- $K_{адтн}$  – коэффициентом допустимой аварийной перегрузки (длительностью 20 минут) при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблицы 2 - 6 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»).

Оценка возможности работы трансформаторов 35-110 кВ при выявленной величине перегрузки с учетом значений коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки для зимнего и летнего периодов представлена в таблице 4.19.

В таблице 4.19. красной заливкой отмечены загрузки трансформаторов, величина которых превышает коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора, желтой заливкой – коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов.

Таблица 4.19 – Оценка выявленной величины перегрузки трансформаторов 35-110 кВ, с учетом коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки

Наименование ПС	Тр-р	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Sном (о.е) по данным зимнего КЗ	$K_{ддтн}$ (о.е) при $t = -7^{\circ}C$	$K_{адтн}$ (о.е) при $t = -7^{\circ}C$	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Sном (о.е) по данным летнего КЗ	$K_{ддтн}$ (о.е) при $t = +35^{\circ}C$	$K_{адтн}$ (о.е) при $t = +35^{\circ}C$
ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	ТРДН-25000	1974	Т-2	1,26	1,185	1,4	Т-2	0,78	0,865	1,2
	Т-2	ТРДН-25000	1975	Т-1	1,26		1,4	Т-1	0,78		1,2
	Т-3	ТДТН-16000	1972	-	0,34		1,5	-	0,79		1,2
ПС 35 кВ ПС-7	Т-1	Т-22/8554	1942	Т-2	1,36		1,5	Т-2	0,67		1,2
	Т-2	ТМ-6300	1966	Т-1	1,61		1,5	Т-1	0,80		1,2
ПС 35 кВ ПС-8	Т-1	ТАМ-7500	1964	Т-2	0,88		1,5	Т-2	0,70		1,2
	Т-2	ТМ-6300	1966	Т-1	1,05		1,5	Т-1	0,83		1,2
ПС 35 кВ ПС-9	Т-1	ТАМ-5600	1963	Т-2	1,40		1,5	Т-2	1,11		1,2
	Т-2	ТДНС-10000	1966	Т-1	0,79		1,5	Т-1	0,62		1,2
ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	ТДН-10000	1967	Т-2	1,18		1,5	Т-2	0,81		1,2
	Т-2	ТДН-10000	1989	Т-1	1,18		1,5	Т-1	0,81		1,2
ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	ТРДН-25000	2003	Т-2	1,31	1,57	Т-2	1,07	1,325		
	Т-2	ТРДН-25000	2008	Т-1	1,31	1,57	Т-1	1,07	1,325		
ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	н/д	1987	Т-2	1,39	1,5	Т-2	1,09	1,2		
	Т-2	н/д	1987	Т-1	1,39	1,5	Т-1	1,09	1,2		

По результатам анализа перспективной загрузки трансформаторного оборудования, представленных в таблице 4.19, можно сделать вывод о необходимости и достаточности разработки следующих мероприятий по центрам питания, где при отключении наиболее мощного трансформатора возникает перегрузка оставшегося в работе трансформатора:

#### **ПС 110 кВ ПС-5**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-5 составляет: Т-1 25 МВА, Т-2 25 МВА, Т-3 16 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 37,05 МВА (34,35 МВт), в летний период – 32,21 МВА (29,21 МВт).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-5 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,26 о.е. от  $S_{ном}$ . При отключении Т-3 нагрузка оставшихся в работе Т-1, Т-2 не превысит номинальной. Существует возможность перевода нагрузки с 1с (2с) Т-1(Т-2) по сети 6 кВ на питание через Т-3. В этом случае: загрузка Т-3 при переводе нагрузки 1с Т-1 составит 0,75 о.е. от  $S_{ном}$ , загрузка Т2 составит 1,03 о.е. от  $S_{ном}$ ., загрузка Т3 при переводе нагрузки со 2с Т-2 составит 0,88 о.е. от  $S_{ном}$ , загрузка Т-1 составит 0,86 о.е. от  $S_{ном}$ . Данные величины загрузки трансформаторов не превышают значение коэффициентов допустимой длительной перегрузки трансформаторов.

С учетом перевода нагрузки выполнения дополнительных мероприятий по выводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

#### **ПС 35 кВ ПС-7**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-7 составляет: Т-1 7,5 МВА, Т-2 6,3 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 10,17 МВА (9,39 МВт), в летний период – 5,05 МВА (4,71 МВт). По имеющейся информации, ТУ на ТП на данный центр питания отсутствуют.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 ПС 35 кВ ПС-7 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 1,61 о.е. от  $S_{ном}$ ., что превышает значения коэффициентов допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,425 о.е., допустимой аварийной перегрузки трансформатора на 0,11 о.е.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-7 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,36 о.е. от  $S_{ном}$ ., что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,175 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1 величиной 1,36 о.е. от  $S_{ном}$ . в зимний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

Загрузка Т-2 величиной 1,61 о.е. от Сном. в зимний период не допустима на 20 минут и более. В соответствии с информацией ООО «Севастопольэнерго», приведенной в письме №7569/0/2-19 от 13.06.2019, возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Таким образом, для ликвидации перегрузки Т-2 в зимний период требуется ввод ГВО в объеме до 3,57 МВт (в случае аварийного отключения, либо при выводе в ремонт Т-1).

Необходимо отметить, что рядом с ПС 35 кВ ПС-7 намечается строительство новой ПС 110 кВ Фиолент с установкой двух силовых трансформаторов мощностью по 10 МВА каждый. В случае взаимосогласованного собственниками строительства указанной ПС с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый появится возможность перевода части нагрузки ПС 35 кВ ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент (не менее 2,48 МВт), и замена Т-2 на ПС 35 кВ ПС-7 не потребуется.

### **ПС 35 кВ ПС-8**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-8 составляет: Т-1 7,5 МВА, Т-2 6,3 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 6,61 МВА (5,86 МВт), в летний период – 5,26 МВА (4,69 МВт). По имеющейся информации, ТУ на ТП на данный центр питания отсутствуют.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1 ПС 35 кВ ПС-8 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 1,05 о.е. от Сном, что не превышает значения коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки трансформатора. Таким образом, дополнительных мероприятий по вводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

### **ПС 35 кВ ПС-9**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 35 кВ ПС-9 составляет: Т-1 5,6 МВА, Т-2 10 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 7,86 МВА (7,08 МВт), в летний период – 5,26 МВА (4,69 МВт). По имеющейся информации, ТУ на ТП на данный центр питания отсутствуют.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,40 о.е. от Сном., что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,215 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 в летний период нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 1,11 о.е. от Сном., что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,245 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1 величиной 1,40 о.е. от Сном. в зимний период допустима в течение 24 часов, на 1,11 о.е. от Сном. в летний период допустима в течение 30

минут. В соответствии с информацией ООО «Севастопольэнерго», приведенной в письме №7569/0/2-19 от 13.06.2019, возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на прилегающие ПС отсутствует. Таким образом, для ликвидации перегрузки Т-1 в случае аварийного отключения, либо при выводе в ремонт Т-2 требуется ввод ГВО в объеме до 0,57 МВт в летний период.

### **ПС 110 кВ ПС-10**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 составляет: 2x10 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 11,81 МВА (11,59 МВт), в летний период – 8,05 МВА (7,92 МВт).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-10 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,18 о.е. от  $S_{ном.}$ , что не превышает значения коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки трансформатора. Таким образом, дополнительных мероприятий по вводу параметров режима в область допустимых значений не требуется.

### **ПС 110 кВ ПС-11**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-11 составляет: 2x25 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 32,79 МВА (30,56 МВт), в летний период – 26,89 МВА (25,05 МВт). По имеющейся информации, ТУ на ТП на данный центр питания отсутствуют.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,31 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,125 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-11 в летний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,205 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1(Т-2) величиной 1,31 о.е. от  $S_{ном.}$  в зимний период и 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$  в летний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

### **ПС 110 кВ Мекензиевы горы**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Мекензиевы горы составляет: 2x16 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 22,22 МВА (21,7 МВт), в

летний период - 17,44 МВА (16,6 МВт). По имеющейся информации, ТУ на ТП на данный центр питания отсутствуют.

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,205 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы в летний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,225 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1(Т-2) величиной 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$  в зимний период и 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$  в летний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

По результатам анализа перспективной загрузки трансформаторного оборудования с учетом информации о выданных технических условиях на технологическое присоединение, необходимость выполнить замену трансформаторного оборудования дополнительно к разработанным выше рекомендациям отсутствует.

**Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта**

По результатам анализа токовых нагрузок элементов электрической сети 35 кВ и выше в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной, ремонтной схеме с учетом реализации предложенных мероприятий по ликвидации выявленных на основании расчетов электрических режимов в текущей схеме «узких мест», а именно:

- сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4;
- реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой СВ 110 кВ для обеспечения возможности замыкания в транзит 1С и 2С 110 кВ в нормальной схеме;
- модернизация устройств РЗА на ПС 330 кВ Севастополь и Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12

для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12 в нормальной схеме;

- реконструкция центров питания ПС 35 кВ ПС-7, ПС 35 кВ ПС-9 с увеличением трансформаторной мощности,

схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режима из области допустимых значений и требующих электросетевого строительства, на рассматриваемом перспективном периоде не выявлено.

### **Анализ расчетов электрических режимов для базового варианта с учетом альтернативного варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11**

В рамках базового сценария развития энергорайона г. Севастополь в качестве одного из мероприятий, нацеленных на ликвидацию существующих узких мест и возможное недопущение их появления в перспективном периоде, рассматривается выполнение реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ в целях обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ.

Рассмотренная в разделе 3 схема реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 приводит к фактическому образованию трехконцевой линии с двумя отпайками. Возникновение повреждения на любом из участков такой линии, ввиду отсутствия коммутационных аппаратов на ПС 110 кВ ПС-11 в цепях ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-17, ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-11 с отпайкой на ПС-19 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4, приведет к одновременному отключению ЛЭП 110 кВ с трехсторонним питанием. Для обеспечения возможности реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 с образованием ЛЭП с трехсторонним питанием необходима установка полуккомплектов РЗА на ПС 330 кВ Севастополь и Севастопольской ТЭЦ. Установка в ОРУ 110 кВ дополнительных выключателей 110 кВ невозможна, из-за ограниченной территории ПС 110 кВ ПС-11, расположенной в городской черте с плотной застройкой.

Для ПС 110 кВ ПС-11 предлагается альтернативный вариант реконструкции, включающий в себя следующие мероприятия:

1. Ликвидация ЗС 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11 с перезаводом вновь образуемой ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 на 2С 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11;
2. Установка секционного выключателя 110 кВ между 1С и 2С 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11;
3. Ликвидация заходов ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 с отпайкой на ПС-19 и ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-15 на ПС 110 кВ ПС-11, а также выполнением переемычки 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-15 с отпайкой на ПС-19;
4. Установка линейного выключателя 110 кВ на ПС 110 кВ ПС-11 в цепи ВЛ 110 кВ ПС-17 – ПС-11 с переходом к схеме «Мостик с выключателями в цепях

линий без ремонтной переемычки», а также замена силовых трансформаторов с 2х25 МВт на трансформаторы номинальной мощностью не менее 32 МВт каждый.

На рисунке 4.9 приведены варианты реконструкции РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11

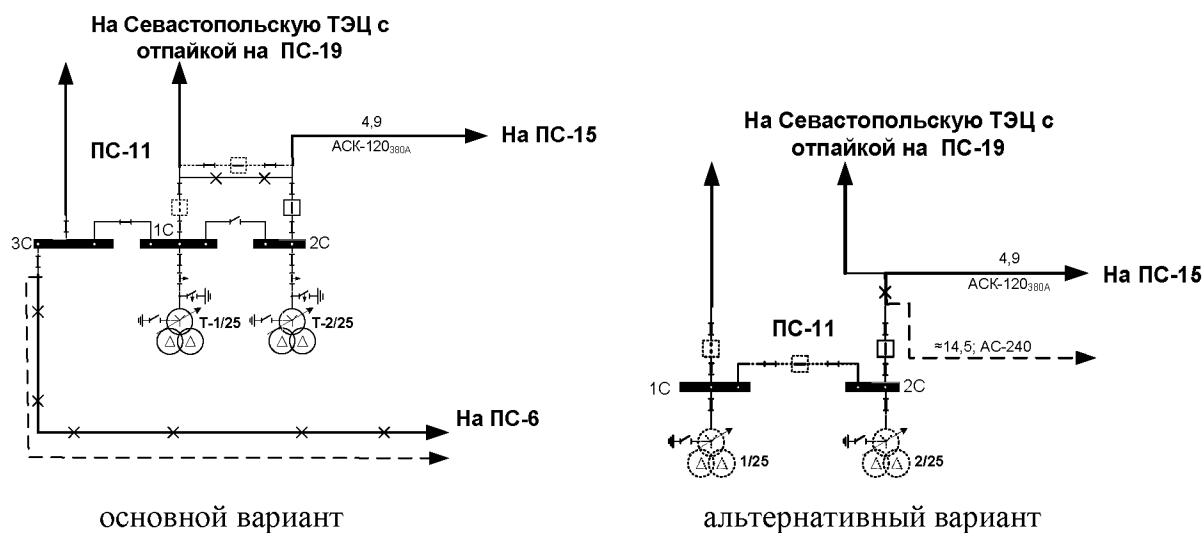


Рисунок 4.9 – Варианты реконструкции РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11

Проведенными расчетами выявлены превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов (описана наибольшая из выявленных перегрузок электросетевых элементов):

- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭС – Севастополь левая (в период летних максимальных нагрузок до 37% сверх ДДТН (до 14% сверх АДТН) в схеме аварийного отключения 2 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется действием существующей АОПО Севастопольская ТЭС – Севастополь левая и переводом питания нагрузки ПС 110 кВ Омега от ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайкой на ПС Омега;
- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭС – Севастополь правая (в период летних максимальных нагрузок до 18% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме аварийного отключения 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь) – ликвидируется переводом нагрузки 1с 110 кВ ПС 110 кВ ПС-16, ПС 110 кВ Омега и 2с 110 кВ ПС 110 кВ ПС-15 на ПС 110 кВ ПС-20 через СВ-110 кВ ПС 110 кВ ПС-16
- ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент (в период зимних максимальных нагрузок до 9% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4, в период летних максимальных нагрузок 2023г. до 9% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в схеме отключения ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений в схеме отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4

требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Фиолент на ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ПС 110 кВ Омега от ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега. Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений в схеме отключения ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Фиолент на ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ПС 110 кВ ПС-6 от ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-6;

- АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в период зимних максимальных нагрузок на 31%, в период летних максимальных нагрузок на 21% в схеме аварийного отключения АТ-3(2) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь). – ликвидируется действием АОПО АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь;
- АТ-2(3) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь (в период летних максимальных нагрузок на 31% при аварийном отключении АТ-3(2) 330/110 кВ ПС 330 кВ Севастополь в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай) – ликвидируется существующими устройствами ПА с действием на ОН потребителей в энергорайоне г. Севастополь;
- ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент (в период летних максимальных нагрузок до 20% сверх ДДТН (АДТН не превышает) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-6 в схеме ремонта ВЛ 110 кВ ПС-15 - ПС-16 с отпайкой на ПС Омега). Для обеспечения параметров электрических режимов в области допустимых значений потребуются перевод питания нагрузки ПС 110 кВ Фиолент от ВЛ 110 кВ ПС-20 - ПС-16 с отпайкой на ПС Фиолент и ввод ГВО в объеме до 5 МВт;
- АТ-1 220/110 кВ Севастополь (в период летних максимальных нагрузок до 52% сверх ДДТН (до 13% сверх АДТН) при аварийном отключении КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 в схеме ремонта КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2). В данной схемно-режимной ситуации также загружается ВЛ 110 кВ Бахчисарай – Мекензиевы Горы до 72% сверх ДДТН (до 43% сверх АДТН), ВЛ 110 кВ ПС-12 - Мекензиевы Горы до 14% сверх ДДТН (АДТН не превышает), ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай до 27% сверх ДДТН (до 6% сверх АДТН), ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ - Почтовое с отпайками до 10% сверх ДДТН (АДТН не превышает). Выявленные перегрузки ликвидируются существующими устройствами ПА с действием на ОН потребителей в энергорайоне г. Севастополь,

Анализ результатов расчетов показал, что в нормальной схеме, а также при возникновении нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах уровни напряжений на шинах станций и подстанций энергорайона г. Севастополь на этапах 2019-2023 гг. находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Также был проведен анализ баланса реактивной мощности энергорайона г. Севастополь на этап 2023 года.

К 2023 г. в энергосистеме г. Севастополь прогнозируется наличие следующих источников реактивной мощности:

1. Генераторы Г-2 и Г-3 Севастопольской ТЭЦ;
2. БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Севастополь, мощностью 34,4 Мвар каждый;
3. Генераторы ПГУ 1, 2 КЭС Балаклавской ТЭС.

Результаты анализа приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Балансы реактивной мощности на этап 2023 года, Мвар

	Зимний максимум	Зимний минимум	Летний максимум	Летний минимум
Q генерация	47	-65	94	-43
Q БСК	30	0	0	0
Q генерация ВЛ	20	20	19	20
<b>Итого генерация</b>	<b>97</b>	<b>-45</b>	<b>113</b>	<b>-23</b>
Q нагрузки	113	60	130	69
Q потери ВЛ	13	4	12	3
Q потери в Т и АТ	68	41	56	34
<b>Итого потребность</b>	<b>194</b>	<b>105</b>	<b>197</b>	<b>106</b>
<b>Внешний переток (+ прием; - отдача)</b>	<b>97</b>	<b>151</b>	<b>85</b>	<b>129</b>

Таким образом, энергорайон г. Севастополь является дефицитным по реактивной мощности, однако, как показал анализ расчетов электрических режимов, в нормальной схеме и при нормативном возмущении в нормальной, ремонтной схеме с учетом работоспособного состояния устройств РПН и БСК в энергорайоне г. Севастополь уровни напряжений находятся в области допустимых значений. Дополнительных мероприятий по компенсации реактивной мощности не требуется.

**Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта с учетом альтернативного варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11**

По результатам анализа токовых нагрузок элементов электрической сети 35 кВ и выше с учетом альтернативного варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной, ремонтной схеме с учетом реализации предложенных мероприятий по ликвидации выявленных на основании расчетов электрических режимов в текущей схеме «узких мест», а именно:

- сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с

пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4;

- реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой СВ 110 кВ для обеспечения возможности замыкания в транзит 1С и 2С 110 кВ в нормальной схеме;
- модернизация устройств РЗА на ПС 330 кВ Севастополь и Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12 в нормальной схеме;
- реконструкция центров питания ПС 35 кВ ПС-7, ПС 35 кВ ПС-9 с увеличением трансформаторной мощности,

схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электрического режима из области допустимых значений и требующих дополнительного электросетевого строительства, на рассматриваемом перспективном периоде не выявлено.

Решение о выборе варианта реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 будет приниматься на стадии проектирования по результатам технико-экономического сравнения.

#### **Анализ расчетов электрических режимов электрической сети 35 кВ и выше энергорайона г. Севастополь в условиях вывода из работы Севастопольской ТЭЦ в 2021 году**

В соответствии с Протоколом совещания по вопросам разработки Схемы и программы развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы от 21 июня 2019 года, при оценке на рассматриваемом перспективном периоде 2019-2023 гг. возможности вывода из эксплуатации Севастопольской ТЭЦ в 2021 году необходимо учитывать информацию Департамента городского хозяйства города Севастополя об отсутствии возможности реализации замещающих мероприятий для вывода из эксплуатации Севастопольской ТЭЦ в части теплоснабжения потребителей.

Проведенные расчеты установившихся режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, с учетом реализации всех рекомендуемых мероприятий в условиях вывода из работы Севастопольской ТЭЦ в 2021 году, выявили превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) в режимах летнего максимума нагрузки потребителей 2021-2023 годов при отключении ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь левая (правая) до 109 % сверх ДДТН (АДТН не превышает). Для ввода параметров режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО на величину до 10 МВт.

Без учета вывода из работы Севастопольской ТЭЦ в 2021 году загрузка ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – Севастополь правая (левая) в рассматриваемой схемно-режимной ситуации составляет 94 % от ДДТН.

Кроме этого, вывод из работы Севастопольской ТЭЦ увеличивает дефицит энергорайона г. Севастополь, что в свою очередь приведет к увеличению минимально необходимого объема управляющих воздействий существующих устройств ПА на величину порядка 30 МВт в зимний и 16 МВт в летний периоды.

Таким образом, в период 2019-2023 гг. не рекомендуется выводить из работы Севастопольскую ТЭЦ как с точки зрения надежности теплоснабжения, так и с точки зрения надежности электроснабжения потребителей.

#### **Анализ расчетов электрических режимов для умеренно-оптимистического варианта**

В настоящем разделе приведены результаты расчетов установившихся режимов с учетом выполнения мероприятий, рекомендованных для ликвидации «узких мест», а также рекомендованных к реализации на основании выполненных расчетов перспективных электрических режимов по базовому варианту развития.

С учетом реализации предложенных мероприятий, а именно:

- сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4;
- реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой СВ 110 кВ для обеспечения возможности замыкания в транзит 1С и 2С 110 кВ в нормальной схеме;
- модернизация устройств РЗА на ПС 330 кВ Севастополь и Севастопольской ТЭЦ, установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12 в нормальной схеме;
- реконструкция центров питания ПС 35 кВ ПС-7, ПС 35 кВ ПС-9 с увеличением трансформаторной мощности;

проведена оценка достаточности разработанных мероприятий и необходимости усиления сети на рассматриваемом перспективном периоде с учетом умеренно-оптимистического варианта развития энергорайона г. Севастополь.

В соответствии с полученной информацией о перспективной потребности в мощности для осуществления технологического присоединения объектов Минобороны России к электрическим сетям ФГУП 102 ПЭС Минобороны России и объектов Правительства города Севастополя планируется присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 153,973 МВт со сроком ввода в период 2020-2023 года.

Дополнительно учитывались следующие обстоятельства:

- на данный момент для режима с отключением АТ-2 и АТ-3 на ПС 330 кВ Севастополь под действие от ПА (ФОЛ и АОПО) заведено до 50% нагрузки потребителей энергорайона города Севастополь;
- существуют планы по выводу из эксплуатации изношенного, неэффективного генерирующего оборудования Севастопольской ТЭЦ;
- неудовлетворительное техническое состояние оборудования Севастопольской ТЭЦ, требующее реконструкции существующего РУ 110 кВ;
- на данный момент с учетом увеличения нагрузки в районе ПС-12, Мекензиевы Горы в режимах с отключением АТ-2 и АТ-3 на ПС Севастополь, или отключением ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай (с учетом работы СЭС) наблюдается перегрузка транзита 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Почтовое – Бахчисарай – Мекензиевы Горы. В настоящее время указанная перегрузка ликвидируется АОПО с действием на ОН потребителей г.Севастополя и/или ограничение генерации СЭС.
- необходимость технологического присоединения новых потребителей в северном районе города Севастополя, что приведет к загрузке существующей сети 35 кВ и выше северного района города Севастополя сверх длительно допустимой токовой нагрузки.

Для минимизации рисков отключения объектов социальной, коммунальной и военной инфраструктуры (в том числе объектов Черноморского флота), создания инвестиционно привлекательного климата в связи с возможностью увеличения количества подключения потребителей в г. Севастополе, обеспечения стратегической энергетической безопасности потребителей города предлагаются создание дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь и нового центра питания 110 кВ в северном районе города Севастополя.

Рассмотрены два варианта создания второго центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополя:

Вариант 1 по созданию дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь включает в себя следующие мероприятия:

1. Сооружение РУ 330 кВ на Севастопольской ТЭЦ с установкой двух автотрансформаторов 330/110 кВ мощностью по 200 МВА и образованием ПС 330 кВ Нахимовская;
2. Сооружение заходов от КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская с образованием КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Нахимовская и КВЛ 330 кВ Нахимовская – Западно-Крымская.

Вариант 2 по созданию дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь включает в себя следующие мероприятия:

1. Сооружение КРУЭ 110 кВ на Балаклавской ТЭС с установкой двух автотрансформаторов 330/110 кВ мощностью по 200 МВА;

2. Сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-20 в КРУЭ 110 кВ Балаклавской ТЭС с образованием ВЛ 110 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь I цепь и ВЛ 110 кВ Балаклавская ТЭС – ПС-20;
3. Сооружение заходов от ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 с отпайкой на ПС 110 кВ Фиолент в КРУЭ 110 кВ Балаклавской ТЭС с образованием ВЛ 110 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь II цепь и ВЛ 110 кВ Балаклавская ТЭС – ПС-5 с отпайкой на ПС 110 кВ Фиолент.

Для рассмотренных вариантов создания дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь предварительно определены необходимые объемы реконструкции Севастопольской ТЭЦ и Балаклавской ТЭС и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 17.01.2019 №10.

Итоговая укрупненная ориентировочная стоимость реконструкции Севастопольской ТЭЦ и создания ПС 330 кВ Нахимовская при реализации Варианта 1 создания дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь в ценах 2 квартала 2019 года составила - **1 282** млн руб.

Итоговая укрупненная ориентировочная стоимость реконструкции Балаклавской ТЭС при реализации Варианта 2 создания дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь в ценах 2 квартала 2019 года составила - **1 681** млн руб.

Предварительное технико-экономическое обоснование показало, что более экономичным вариантом является Вариант 1 с реконструкцией Севастопольской ТЭЦ и созданием ПС 330 кВ Нахимовская.

Дополнительно учтено, что в соответствии с выводами внестадийной работы «Предложения по схеме выдачи мощности Севастопольской ПГУ-ТЭС для формирования Договора о технологическом присоединении» создание РУ 110 кВ на Балаклавской ТЭС признано нецелесообразным.

При рассмотрении варианта создания нового центра питания 110 кВ в северном районе г. Севастополя учитывалось, что ближайшими существующими центрами питания 35 кВ и выше в северном районе г. Севастополя являются ПС 35 кВ ПС-9, ПС-8, ПС-13, электроснабжение которых осуществляется от ПС 110 кВ Мекензиевы Горы, и ПС 110 кВ ПС-12.

В северном районе г. Севастополя планируется присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 13,873 МВт со сроком ввода в период 2020-2023 года. Распределение перспективной нагрузки в графическом виде с привязкой к местности представлено на рисунке 4.10

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Реконструкция парка 100-летия	0,01
Реконструкция Севера у памятного знака 300-летия Флоту России	0,01
Строительство модульно-блочного ветеринарного пункта	0,03
Детский сад	0,17
Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса	0,13
АО ВСК (Верх. Сервисная компания)	0,80
Строительство котельной	0,18
Реконструкция Севера у памятного знака 300-летия Флоту России	0,68
«ГЭП-САП»	0,80
ГБУ «Дирекция КС» (физкультурно-оздоровительный комплекс с универсальным игровым залом)	0,07
<b>Итого</b>	<b>2,68</b>

с. Андреевка

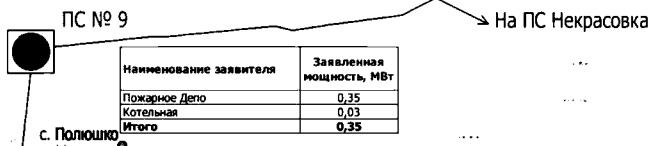
Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
ул. Лукулская, дом № 32	0,28
ФКП «УЗКС МО РФ» (здания и сооружения объекта 1855)	2,40
<b>Итого</b>	<b>2,68</b>

п. Солнечный

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Строительство газовой блочно-модульной котельной	0,04
<b>Итого</b>	<b>0,04</b>

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
АО Корпорация развития Севастополя	2,50
<b>Итого</b>	<b>2,50</b>

пляж Немецкая балка



с. Полюшко

с. Орловка

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Строительство сетей канализования	0,39
<b>Итого</b>	<b>0,39</b>

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
ГБУ «Дирекция КС»	0,15
<b>Итого</b>	<b>0,15</b>

пляж Нахимовец

ПС №13

Аэропорт Бельбек

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Международный аэропорт Бельбек	1,59
<b>Итого</b>	<b>1,59</b>

с. Поворотное

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Валиева	0,03
<b>Итого</b>	<b>0,03</b>

с. Любимовка

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Гр. Скурская Г.Е. (эко-деревня)	1,83
<b>Итого</b>	<b>1,83</b>

с. Дальнее

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Строительство газовой блочно-модульной котельной, ВВП, 17	0,03
<b>Итого</b>	<b>0,03</b>

ПС №8

ПС Мекензиевы горы

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
«Дирекция КС» (офисно-функциональный туристско-рекреационный центр)	0,13
<b>Итого</b>	<b>0,13</b>

район Северная сторона

ПС №12

с. Энерджи/Севастополь

на Севастопольскую ТЭЦ На ПС Севастополь

от Балаклавской ТЭС

от Балаклавской ТЭС

от ПС Севастополь

На ПС Западно-Крымская

Наименование заявителя	Заявленная мощность, МВт
Строительство ФОК (физкультурно-оздоровительного комплекса)	0,19
Котельная	0,02
Строительство РЧВ	1,00
Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Севастопольская, 92	0,03
Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Титова, 63	0,03
Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Паршина, 29	0,03
Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Поворотное в районе ул. Валиева	0,03
Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Дальнее, ВВП, 17	0,03
<b>Итого</b>	<b>1,34</b>

с. Вехнесадовое

На ПС Т

На

На

Рисунок 4.10 – Распределение перспективной нагрузки в северном районе г. Севастополь

Анализ результатов расчета нормального режима работы сети, на этапе 2023 года для периода зимнего максимума нагрузок, с учетом присоединения перспективной нагрузки северного района г. Севастополя к существующим центрам питания 35 кВ и выше (заявленная мощность принята с учетом коэффициентов совмещения максимума нагрузок), выявил следующие проблемы:

*В нормальной схеме сети*

- перспективная загрузка ПС 110 кВ Мекензиевы горы в зимний период может составить 36,9 МВА (29,9 МВт).
- нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Мекензиевы горы составит 1,215 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,003 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).
- нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Мекензиевы горы составит 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$ , что не превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора.
- уровень напряжения на шинах 6 кВ ПС 35 кВ снижается до 5,7 кВ.

*В ремонтных схемах*

- при аварийном отключении Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Мекензиевы горы нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 2,306 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой аварийной перегрузки трансформатора на 0,806 о.е. Уровень напряжения на шинах 6 кВ ПС 35 кВ снижается до 5,4 кВ. Возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на прилегающие центры питания отсутствует. Возможность разгрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мекензиевы горы путем перевода части нагрузки по сети 35 кВ на смежные центры питания отсутствует.
- при аварийном отключении Т-1 ПС 35 кВ ПС-9 нагрузка Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 составит 1,215 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,03 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).
- при аварийном отключении Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 нагрузка Т-1 ПС 35 кВ ПС-9 составит 2,17 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой аварийной перегрузки трансформатора на 0,67 о.е.
- при аварийном отключении Т-1 ПС 35 кВ ПС-8 нагрузка Т-2 ПС 35 кВ ПС-8 составит 1,25 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,065 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Как видно из полученных предварительных результатов расчетов, для обеспечения возможности присоединения перспективной нагрузки северного района г. Севастополя требуется реализация следующих мероприятий:

- Сооружение нового центра питания 110 кВ для ликвидации дефицита трансформаторной мощности 110/35 кВ.
- Замена Т-2 ПС 35 кВ ПС-9 на трансформатор номинальной мощностью не менее 10 МВА для ликвидации дефицита трансформаторной мощности 35/6 кВ.

Для обеспечения возможности присоединения перспективной нагрузки северного района г. Севастополя рассмотрены следующие варианты развития сети 110 кВ:

#### Вариант 1

- Сооружение надстройки РУ 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ номинальной мощностью не менее 16 МВА каждый.
- Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Нахимовская до надстройки 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 протяженностью порядка 27 км сечением провода АС-120.
- Расширение РУ 110 кВ ПС 330 кВ Нахимовская на две ячейки.

Мероприятия, предложенные по Варианту 1, отображены на рисунке 4.11.

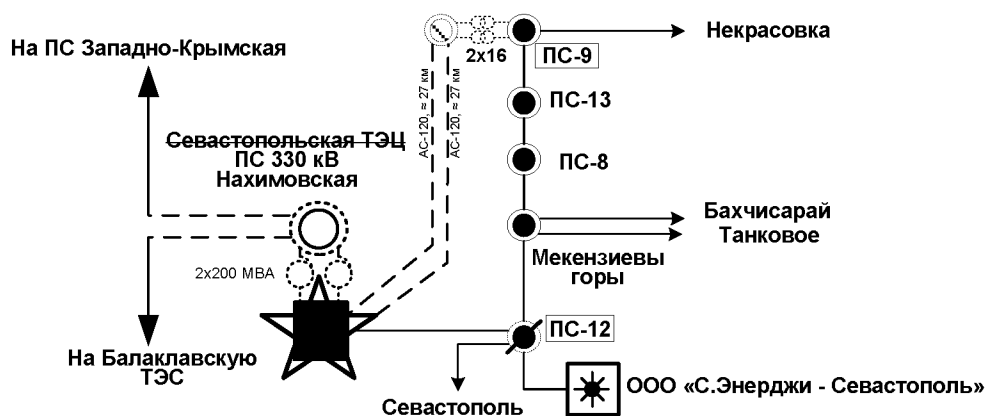


Рисунок 4.11 – Упрощенная схема развития электрической сети северного района г. Севастополь по Варианту 1

#### Вариант 2

- Строительство новой ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ номинальной мощностью не менее 16 МВА каждый с переводом существующей нагрузки ПС 35 кВ ПС-9, ПС-13 и последующим демонтажем ПС 35 кВ ПС-9.
- Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Нахимовская до новой ПС 110 кВ протяженностью порядка 27 км сечением провода АС-120.
- Расширение РУ 110 кВ ПС 330 кВ Нахимовская на две ячейки.

Мероприятия, предложенные по Варианту 2, отображены на рисунке 4.12.

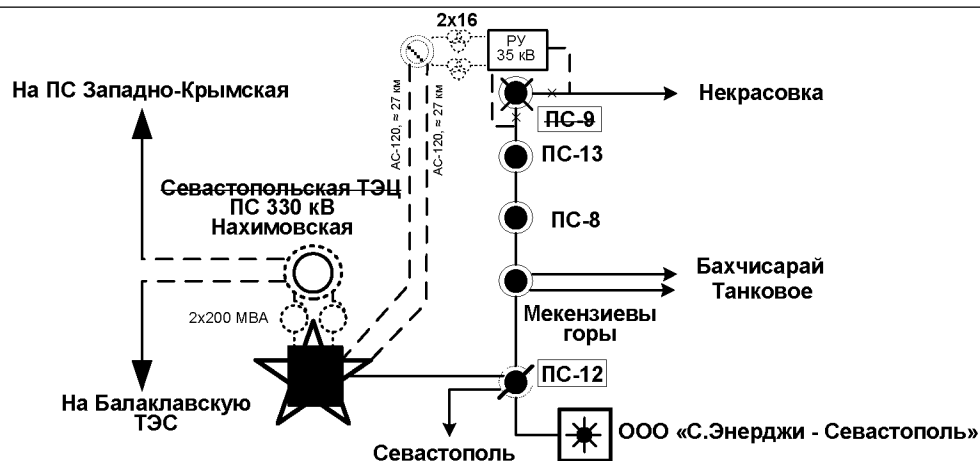


Рисунок 4.12 – Упрощенная схема развития электрической сети северного района г. Севастополь по Варианту 2

Анализ результатов расчетов электрических режимов для рассматриваемых вариантов показал следующее:

- сооружение нового центра питания 110 кВ позволяет ликвидировать дефицит трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Мекензиевы Горы.
- существующая схема сети 35 кВ позволяет обеспечить равномерную и экономически эффективную нагрузку трансформаторов питающих ПС 110 кВ как в нормальной, так и в ремонтных схемах.
- уровень напряжения в сети 110 кВ и выше и токовая нагрузка электросетевого оборудования находятся в допустимых пределах и не требуют замены.

Для предложенных вариантов развития электрической сети северного района г. Севастополь определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Итоговая укрупненная ориентировочная стоимость реализации варианта 1 развития электрической сети северного района г. Севастополь в ценах 2 квартала 2019 года составила – **593,07** млн руб.

Итоговая укрупненная ориентировочная стоимость реализации варианта 2 развития электрической сети северного района г. Севастополь в ценах 2 квартала 2019 года составила – **828,47** млн руб.

Предварительное технико-экономическое обоснование показало, что более экономичным вариантом является Вариант 1 с надстройкой РУ 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9.

Учитывая результаты рассмотрения вариантов создания дополнительного центра питания 330 кВ в энергорайоне города Севастополь и нового центра питания 110 кВ в северном районе города Севастополя при проведении расчетов установившихся режимов для умеренно-оптимистического прогноза учитывались следующие мероприятия:

- Сооружение РУ 330 кВ на Севастопольской ТЭЦ с установкой двух автотрансформаторов 330/110 кВ мощностью по 200 МВА и созданием ПС 330 кВ Нахимовская;
- Сооружение заходов от КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская с образованием КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Нахимовская и КВЛ 330 кВ Нахимовская – Западно-Крымская;
- Сооружение надстройки РУ 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ номинальной мощностью не менее 16 МВА каждый.
- Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ Нахимовская до надстройки 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 протяженностью порядка 27 км сечением провода АС-120.

Расчетами выявлено превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент до 18 % уже в нормальном режиме работы сети на этапе летнего максимума нагрузки потребителей 2023 года (рисунок Е.2).

Максимальное превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент выявлено в период летних максимальных нагрузок на этапе 2023 года до 39% сверх ДДТН (АДТН не превышает) в режиме аварийного отключения ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4. (рисунок Е.4).

Для недопущения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Севастополь - ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент при нормативных возмущениях из нормальной схемы рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

- замена существующих проводов АСК-120 ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 с отпайкой на ПС Фиолент (на всей длине ВЛ) и АС-120 ошиновки на ПС 330 кВ Севастополь на провод с пропускной способностью не менее АС-240;

переход с коэффициента трансформации 400/1 трансформатора тока 110 кВ на ПС 330 кВ Севастополь на коэффициент трансформации 1000/1 (по данным ГУП РК «Крымэнерго» в 2018 году была выполнена замена выключателя по присоединению 110 кВ ПС-5 – вместо масляного выключателя типа МКП-110-3,5-1000 был установлен элегазовый выключатель типа ВТБ-110.III-40/2000 У1 со встроенными трансформаторами тока с возможными Кт = 400-1000/1 А для цепей учёта и измерений (используется Кт = 400/1 А).

На основании анализа предварительных результатов расчетов, учитывающих условное распределение перспективных нагрузок, выявлены риски превышения длительно допустимых токовых нагрузок следующих электросетевых элементов в сети 110 кВ энергорайона города Севастополь:

- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-11 с отпайкой на ПС-19;
- ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ - ПС-17 с отпайкой на ПС-19;
- ВЛ 110 кВ ПС-11 - ПС-15;
- ВЛ 110 кВ ПС-11 - ПС-17.

Мероприятия по ликвидации загрузки электросетевых элементов в сети 110 кВ энергорайона города Севастополь сверх длительно допустимых токовых нагрузок необходимо разработать после определения центров питания и объемов электросетевого строительства в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

Окончательное решение о необходимости реализации второго центра питания энергосистемы г. Севастополь должно приниматься на основании выполнения технико-экономического обоснования в рамках отдельного внестадийного проектирования с учетом всех планов по присоединению новых потребителей.

В случае утверждения ТУ на ТП указанных объектов, реализации планов по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Севастопольской ТЭЦ предложенные в данном разделе варианты развития энергорайона города Севастополь подлежат рассмотрению и учету при разработке схемы и программы развития электроэнергетики города Севастополя последующего цикла. Кроме того, для целей определения оптимальных технических решений для присоединения вышеуказанных потребителей целесообразна разработка «Комплексной программы развития электрических сетей г. Севастополь» с проведением анализа режимов работы электрических сетей 6, 10 и 35 кВ.

#### **Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования для умеренно-оптимистического прогноза развития**

В настоящем разделе приведен перечень центров питания 35 кВ и выше и выполнен анализ перспективной загрузки установленного трансформаторного оборудования с учетом приростов мощности на основании договоров и заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям.

В таблицах 4.21 - 4.22 приведены данные по питающим центрам 35 кВ и выше с указанием установленной мощности каждого трансформатора, наибольшей загрузки каждого трансформатора центра питания в дни зимнего/летнего контрольного замеров 2018 года и заявленной мощности по договорам на технологическое присоединение, а также объемов прироста мощности на основании заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям.

В таблице 4.23 приведена информация о перспективной загрузке с учетом приростов мощности на основании договоров и заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям 35 кВ и выше.

Цветом отмечены центры питания, у которых при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт), на рассматриваемом перспективном периоде возможно превышение допустимой

нагрузки оставшегося в работе трансформатора. Красной заливкой отмечены центры питания, где загрузка трансформатора превышает его номинальную мощность при отключении или выводе в ремонт одного наиболее мощного трансформатора.

Таблица 4.21 – Максимальная нагрузка трансформаторов питающих центров 35 кВ и выше в зимний режимный день и перспективные проросты мощности на основании договоров и заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 19.12.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	T-1	16	35/6	0,51	8,09	7,56	2,88	0,042				
		T-2	16	35/6	0,00	0	0	0,00					
		T-3	15	35/6	0,30	4,54	4,24	1,62	0,042				
2	ПС 110 кВ ПС-2	T-1	16	110/6	0,13	2,05	1,92	0,72	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
		T-2	16	110/6	0,18	2,94	2,72	1,12	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
3	ПС 35 кВ ПС-3	T-1	10	35/6	0,48	4,77	4,36	1,93					
		T-2	10	35/6	0,49	4,93	4,51	1,99					
4	ПС 110 кВ ПС-4	T-1	16	110/6	0,29	4,68	4,37	1,67	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
5	ПС 110 кВ ПС-5	T-1	25	110/35/6	0,51	12,80	11,99	4,48	0,458	0,209	0,209	0,209	0,209
		T-2	25	110/35/6	0,73	18,27	16,82	7,13	0,458	0,209	0,209	0,209	0,209
		T-3	16	110/35/6	0,34	5,44	5,04	2,05					
6	ПС 110 кВ ПС-6	T-1	40	110/6	0,41	16,21	14,26	7,71	0,931	0,426	0,426	0,426	0,426
		T-2	40	110/6	0,40	15,80	14,21	6,91	0,931	0,426	0,426	0,426	0,426
7	ПС 35 кВ ПС-7	T-1	7,5	35/6	0,69	5,17	4,78	1,97					
		T-2	6,3	35/6	0,79	5,00	4,61	1,94					
8	ПС 35 кВ ПС-8	T-1	7,5	35/6	0,87	6,54	5,80	3,02					
		T-2	6,3	35/6	0,01	0,07	0,06	0,04					
9	ПС 35 кВ ПС-9	T-1	5,6	35/6	0,00	0	0	0,00	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
		T-2	10	35/6	0,79	7,86	7,08	3,41	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
10	ПС 110 кВ ПС-10	T-1	10	110/10	0,65	6,49	6,42	0,95	0,358	0,358	0,083	0,083	0,083
		T-2	10	110/10	0,42	4,20	4,07	1,04	0,358	0,358	0,083	0,083	0,083
11	ПС 110 кВ ПС-11	T-1	25	110/6	0,66	16,39	15,24	6,03					
		T-2	25	110/6	0,66	16,40	15,32	5,85					
12	ПС 110 кВ	T-1	25	110/6	0,00	0	0	0,00	0,105	0,205	0,105	0,105	0,105

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 19.12.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	ПС-12	Т-2	25	110/6	0,48	11,91	10,93	4,73	0,105	0,205	0,105	0,105	0,105
13	ПС 35 кВ ПС-13	Т-1	3,2	35/6	0,59	1,90	1,79	0,64					
		Т-2	3,2	35/6	0,00	0	0	0,00					
14	ПС 35 кВ ПС-14	Т-1	3,2	35/6	0,00	0	0	0,00	0,196				
		Т-2	3,2	35/6	0,43	1,39	1,31	0,46	0,196				
15	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	25	110/6	0,34	8,49	7,92	3,06	0,479	0,268	0,055	0,055	0,055
		Т-2	25	110/6	0,60	14,88	13,92	5,26	0,479	0,268	0,055	0,055	0,055
16	ПС 110 кВ ПС-16	Т-1	10	110/6	0,25	2,53	2,50	0,39	0,963	0,138	0,102		
		Т-2	10	110/6	0,19	1,91	1,90	0,20	0,963	0,138	0,102		
17	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1	15	110/6	0,53	7,89	7,20	3,23	0,039	0,177	0,039	0,039	0,039
		Т-2	16	110/6	0,35	5,66	5,20	2,24	0,039	0,177	0,039	0,039	0,039
18	ПС 35 кВ ПС-18	Т-1	6,3	35/6	0,24	1,54	1,41	0,62					
		Т-2	4	35/6	0,00	0	0	0,00					
19	ПС 110 кВ ПС-19	Т-1	10	110/6	0,48	4,76	4,33	1,98					
		Т-2	10	110/6	0,17	1,69	1,55	0,67					
20	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1	10	110/35/6	0,00	0	0	0,00					
		Т-2	16	110/35/6	0,53	8,40	7,74	3,26					
21	ПС 35 кВ Терновка	Т1	4	35/10	0,55	2,19	2,18	0,21					
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1	25	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-2	25	110/6	0,18	4,53	4,16	1,79	1,164	4,164	1,164	1,164	1,164
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	0,80	12,81	12,50	2,80					
		Т-2	16	110/35/10	0,59	9,41	9,20	2,00					

Таблица 4.22 – Максимальная нагрузка трансформаторов питающих центров 35 кВ и выше в летний режимный день и перспективные проросты мощности по умеренно-оптимистическому прогнозу развития с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.06.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	Т-1	16	35/6	0,33	5,22	4,8	2,05	0,042				
		Т-2	16	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-3	15	35/6	0,21	3,22	2,96	1,27	0,042				
2	ПС 110 кВ ПС-2	Т-1	16	110/6	0,06	1,03	0,96	0,37	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
		Т-2	16	110/6	0,15	2,34	2,16	0,90	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
3	ПС 35 кВ ПС-3	Т-1	10	35/6	0,34	3,37	3,22	0,99					
		Т-2	10	35/6	0,35	3,48	3,33	1,01					
4	ПС 110 кВ ПС-4	Т-1	16	110/6	0,19	3,01	2,78	1,15	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
5	ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	25	110/35/6	0,00	0,01	0,01	0,00	0,458	0,209	0,209	0,209	0,209
		Т-2	25	110/35/6	0,76	18,97	17,06	8,30	0,458	0,209	0,209	0,209	0,209
		Т-3	16	110/35/6	0,79	12,7	11,64	5,08					
6	ПС 110 кВ ПС-6	Т-1	40	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,931	0,426	0,426	0,426	0,426
		Т-2	40	110/6	0,61	24,44	22,23	10,16	0,931	0,426	0,426	0,426	0,426
7	ПС 35 кВ ПС-7	Т-1	7,5	35/6	0,51	3,82	3,58	1,33					
		Т-2	6,3	35/6	0,20	1,23	1,13	0,49					
8	ПС 35 кВ ПС-8	Т-1	7,5	35/6	0,02	0,12	0,11	0,05					
		Т-2	6,3	35/6	0,82	5,14	4,58	2,33					
9	ПС 35 кВ ПС-9	Т-1	5,6	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
		Т-2	10	35/6	0,62	6,23	5,6	2,73	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
10	ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	10	110/10	0,36	3,63	3,62	0,27	0,358	0,358	0,083	0,083	0,083
		Т-2	10	110/10	0,33	3,3	3,2	0,81	0,358	0,358	0,083	0,083	0,083
11	ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	25	110/6	0,50	12,54	11,61	4,74					
		Т-2	25	110/6	0,57	14,35	13,44	5,03					
12	ПС 110 кВ ПС-	Т-1	25	110/6	0,17	4,3	3,97	1,65	0,105	0,205	0,105	0,105	0,105

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Номинальные напряжения обмоток тр-ра, кВ	Максимум нагрузки в день контрольного замера 20.06.2018				Мощность по договорам на технологическое присоединение с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, МВт				
					Загрузка тр-ра, о.е.	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	12	Т-2	25	110/6	0,23	5,78	4,87	3,11	0,105	0,205	0,105	0,105	0,105
13	ПС 35 кВ ПС-13	Т-1	3,2	35/6	0,34	1,09	1,04	0,33					
		Т-2	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
14	ПС 35 кВ ПС-14	Т-1	3,2	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,196				
		Т-2	3,2	35/6	0,27	0,87	0,78	0,39	0,196				
15	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1	25	110/6	0,23	5,72	5,28	2,20	0,479	0,268	0,055	0,055	0,055
		Т-2	25	110/6	0,57	14,24	13,12	5,54	0,479	0,268	0,055	0,055	0,055
16	ПС 110 кВ ПС-16	Т-1	10	110/6	0,35	3,46	1,91	2,89	0,963	0,138	0,102		
		Т-2	10	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,963	0,138	0,102		
17	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1	15	110/6	0,44	6,67	6,24	2,36	0,039	0,177	0,039	0,039	0,039
		Т-2	16	110/6	0,27	4,24	3,92	1,62	0,039	0,177	0,039	0,039	0,039
18	ПС 35 кВ ПС-18	Т-1	6,3	35/6	0,25	1,55	1,38	0,71					
		Т-2	4	35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
19	ПС 110 кВ ПС-19	Т-1	10	110/6	0,23	2,27	2,1	0,86					
		Т-2	10	110/6	0,12	1,2	1,1	0,48					
20	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1	10	110/35/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-2	16	110/35/6	0,41	6,53	5,99	2,60					
21	ПС 35 кВ Терновка	Т1	4	35/10	0,27	1,07	1,02	0,32					
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1	25	110/6	0,00	0,00	0,00	0,00					
		Т-2	25	110/6	0,15	3,8	3,54	1,38	1,164	4,164	1,164	1,164	1,164
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	0,63	10,14	9,8	2,6					
		Т-2	16	110/35/10	0,46	7,30	6,80	1,80					

Таблица 4.23 – Перспективная загрузка питающих центров 35 кВ и выше с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки по умеренно-оптимистическому варианту развития

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Ном. мощность тр-ра, МВА	Ном. напряжение обмоток тр-ра, кВ	Перспективная загрузка ЦП в зимний период, МВт					Перспективная загрузка ЦП в летний период, МВт				
					2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	ПС 35 кВ ПС-1	Т-1	16	35/6	7,28	11,88	11,88	11,88	11,88	6,00	7,84	7,84	7,84	7,84
		Т-2	16	35/6										
		Т-3	15	35/6										
2	ПС 110 кВ ПС-2	Т-1	16	110/6	4,86	5,08	5,30	5,52	5,74	3,34	3,56	3,78	4,00	4,22
		Т-2	16	110/6										
3	ПС 35 кВ ПС-3	Т-1	10	35/6	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
		Т-2	10	35/6										
4	ПС 110 кВ ПС-4	Т-1	16	110/6	4,58	4,80	5,01	5,23	5,44	2,99	3,21	3,42	3,64	3,85
5	ПС 110 кВ ПС-5	Т-1	25	110/35/6	34,77	35,18	35,60	36,02	36,44	29,63	30,04	30,46	30,88	31,30
		Т-2	25	110/35/6										
		Т-3	16	110/35/6										
6	ПС 110 кВ ПС-6	Т-1	40	110/6	30,33	31,18	32,03	32,89	33,74	24,09	24,94	25,79	26,65	27,50
		Т-2	40	110/6										
7	ПС 35 кВ ПС-7	Т-1	7,5	35/6	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
		Т-2	6,3	35/6										
8	ПС 35 кВ ПС-8	Т-1	7,5	35/6	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69
		Т-2	6,3	35/6										
9	ПС 35 кВ ПС-9	Т-1	5,6	35/6	7,17	7,26	7,35	7,44	7,53	5,69	5,78	5,87	5,96	6,05
		Т-2	10	35/6										
10	ПС 110 кВ ПС-10	Т-1	10	110/10	11,21	11,92	12,09	12,25	12,42	7,54	8,25	8,42	8,58	8,75
		Т-2	10	110/10										
11	ПС 110 кВ ПС-11	Т-1	25	110/10	30,56	30,56	30,56	30,56	30,56	25,05	25,05	25,05	25,05	25,05
		Т-2	25	110/10										
12	ПС 110 кВ	Т-1	25	110/10	11,14	11,55	11,76	11,97	12,18	9,05	9,46	9,67	9,88	10,09

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Наименование ПС	Тр-р	Ном. мощность тр-ра, МВА	Ном. напряжения обмоток тр-ра, кВ	Перспективная нагрузка ЦП в зимний период, МВт					Перспективная нагрузка ЦП в летний период, МВт				
					2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	ПС-12	Т-2	25	110/10										
13	ПС 35 кВ ПС-13	Т-1 Т-2	3,2 3,2	35/6 35/6	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
14	ПС 35 кВ ПС-14	Т-1 Т-2	3,2 3,2	35/6 35/6	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
15	ПС 110 кВ ПС-15	Т-1 Т-2	25 25	110/10 110/10	22,80	23,33	23,44	23,55	23,66	19,36	19,89	20,00	20,11	20,22
16	ПС 110 кВ ПС-16	Т-1 Т-2	10 10	110/10 110/10	6,33	6,60	6,80	6,80	6,80	3,84	4,11	4,31	4,31	4,31
17	ПС 110 кВ ПС-17	Т-1 Т-2	15 16	110/10 110/10	12,48	12,83	12,91	12,99	13,07	10,24	10,59	10,67	10,75	10,83
18	ПС 35 кВ ПС-18	Т-1 Т-2	6,3 4	35/6 35/6	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
19	ПС 110 кВ ПС-19	Т-1 Т-2	10 10	110/10 110/10	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
20	ПС 110 кВ ПС-20	Т-1 Т-2	10 16	110/35/6 110/35/6	7,74	7,74	7,74	7,74	7,74	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99
21	ПС 35 кВ Терновка	Т-1	4	35/10	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
22	ПС 110 кВ Омега	Т-1 Т-2	25 25	110/6 110/6	5,32	9,49	10,65	11,82	12,98	4,70	8,87	10,03	11,20	12,36
23	ПС 110 кВ Мекензиевы горы	Т-1	16	110/35/10	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6

Примечание - анализ максимальной нагрузки трансформаторов питающих центров 35 кВ и выше выполнен без учета перспективных нагрузок, на которые не поданы заявки на присоединение к электрическим сетям.



Превышения номинальной нагрузки трансформатора были выявлены на следующих ПС 35-110 кВ:

- ПС 110 кВ ПС-5: к 2023 года в зимние периоды загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составит 1,35 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летние периоды превышения загрузки Т1(Т2) 25 МВА при отключении Т2(Т1) от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-7 кВ: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,61 о.е. от  $S_{ном.}$ , загрузка Т-1 7,5 МВА при отключении Т-2 6,3 МВА составляет 1,36 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА и Т-1 7,5 МВА при отключении Т2 6,3 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-8: в зимний период загрузка Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА составляет 1,05 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-2 6,3 МВА при отключении Т-1 7,5 МВА от  $S_{ном.}$  не выявлено;
- ПС 35 кВ ПС-9: к 2023 году в зимний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составит 1,49 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1 5,6 МВА при отключении Т-2 10 МВА составит 1,20 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ ПС-10: к 2023 году в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА составит 1,27 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период превышения величины загрузки Т-1(Т-2) 10 МВА при отключении Т-2(Т-1) 10 МВА составляет 0,89 от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ ПС-11: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,31 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 25 МВА при отключении Т-2(Т-1) 25 МВА составляет 1,07 о.е. от  $S_{ном.}$ ;
- ПС 110 кВ Мекензиевы горы: в зимний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,39 о.е. от  $S_{ном.}$ , в летний период загрузка Т-1(Т-2) 16 МВА при отключении Т-2(Т-1) 16 МВА составляет 1,09 о.е. от  $S_{ном.}$

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования подстанций 35-110 кВ при отключении одного наиболее мощного трансформатора (аварийное отключение или вывод в ремонт) выполнялся на основании сравнения расчетной нагрузки трансформатора с его номинальной нагрузкой, а также длительно-допустимой и аварийно-допустимой токовой нагрузкой трансформаторов, определяемых в соответствии с «Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию» (Приложение №1 к приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81).

Выявленная величина перегрузки трансформаторов 35-110 кВ сопоставлялась с коэффициентами, определёнными по таблицам Приложения 1 к «Требованиям к

перегрузочной способности трансформаторов автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию», с применением принципа линейной интерполяции для промежуточных значений температуры окружающей среды:

- $K_{ддгн}$  – коэффициентом допустимой длительной перегрузки без ограничения длительности при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблица 1 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»);

- $K_{адгн}$  – коэффициентом допустимой аварийной перегрузки (длительностью 20 минут) при температуре окружающей среды  $-7^{\circ}\text{C}$  для зимнего периода и  $+35^{\circ}\text{C}$  для летнего периода (Таблицы 2 - 6 Приложения 1 «Требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию»).

Оценка возможности работы трансформаторов 35-110 кВ при выявленной величине перегрузки с учетом значений коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки для зимнего и летнего периодов представлена в таблице 4.24.

В таблице 4.24 красной заливкой отмечены загрузки трансформаторов, величина которых превышает коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора, желтой заливкой – коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов.

Таблица 4.24 – Оценка выявленной величины перегрузки трансформаторов 35-110 кВ, с учетом коэффициентов допустимой длительной/аварийной перегрузки

Наименование ПС	Тр-р	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Snom (о.е) по данным зимнего КЗ	K <sub>ддтн</sub> (о.е) при t = -7°C	K <sub>адтн</sub> (о.е) при t = -7°C	Отключение наиболее мощного тр-ра	Загрузка тр-ра от Snom (о.е) по данным летнего КЗ	K <sub>ддтн</sub> (о.е) при t = +35°C	K <sub>адтн</sub> (о.е) при t = +35°C
ПС 110 кВ ПС-5	T-1	ТРДН-25000	1974	T-2	1,35	1,185	1,4	T-2	0,79	0,865	1,2
	T-2	ТРДН-25000	1975	T-1	1,35		1,4	T-1	0,79		1,2
	T-3	ТДТН-16000	1972	-	0,34		1,5	-	0,79		1,2
ПС 35 кВ ПС-7	T-1	T-22/8554	1942	T-2	1,36		1,5	T-2	0,67		1,2
	T-2	ТМ-6300	1966	T-1	1,61		1,5	T-1	0,80		1,2
ПС 35 кВ ПС-8	T-1	ТАМ-7500	1964	T-2	0,88		1,5	T-2	0,70		1,2
	T-2	ТМ-6300	1966	T-1	1,05		1,5	T-1	0,83		1,2
ПС 35 кВ ПС-9	T-1	ТАМ-5600	1963	T-2	1,49		1,5	T-2	1,20		1,2
	T-2	ТДНС-10000	1966	T-1	0,84		1,5	T-1	0,67		1,2
ПС 110 кВ ПС-10	T-1	ТДН-10000	1967	T-2	1,27		1,5	T-2	0,89		1,2
	T-2	ТДН-10000	1989	T-1	1,27		1,5	T-1	0,89		1,2
ПС 110 кВ ПС-11	T-1	ТРДН-25000	2003	T-2	1,31		1,57	T-2	1,07		1,325
	T-2	ТРДН-25000	2008	T-1	1,31		1,57	T-1	1,07		1,325
ПС 110 кВ Мекензиевы горы	T-1	н/д	1987	T-2	1,39	1,5	T-2	1,09	1,2		
	T-2	н/д	1987	T-1	1,39	1,5	T-1	1,09	1,2		

Мероприятия по перспективной загрузке трансформаторного оборудования предложенные в базовом прогнозе развития являются достаточными для следующих центров питания: ПС 35 кВ ПС-7, ПС 35 кВ ПС-9, ПС 110 кВ ПС-11, ПС 110 кВ Мекензиевы горы.

### **ПС 110 кВ ПС-10**

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ ПС-10 составляет: 2x10 МВА. При этом наибольшая перспективная загрузка рассматриваемой ПС в зимний период может составить 12,66 МВА (12,42 МВт), в летний период – 8,89 МВА (8,75 МВт).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-10 в зимний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 1,266 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,081 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

При аварийном отключении или выводе в ремонт Т-1(Т-2) ПС 110 кВ ПС-10 в летний период нагрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) составит 0,89 о.е. от  $S_{ном.}$ , что превышает значение коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформатора на 0,025 о.е. (коэффициент допустимой аварийной перегрузки не превышен).

Загрузка Т-1(Т-2) величиной 1,27 о.е. от  $S_{ном}$  в зимний период допустима в течение 24 часов. Учитывая, что максимум нагрузки потребителей приходится на дневной и вечерний интервалы времени, дополнительных мероприятий не требуется.

**Разработка мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для умеренно-оптимистического варианта**

С учетом реализации всех мероприятий, предусмотренных и рекомендованных на основании выполненных расчетов электрических режимов для базового прогноза, дополнительно в условиях реализации умеренно-оптимистического прогноза, по результатам анализа перспективной загрузки центров питания необходимость замены трансформаторного оборудования не выявлена.

**4.7 Анализ функционирования и формирование предложений по развитию электрических сетей энергорайона г. Севастополь**

На основании выполненных расчетов электрических режимов и выявленных «узких мест» сформированы перечни мероприятий для базового и дополнительно для умеренно-оптимистического варианта в целях ликвидации схемно-режимных мероприятий, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений. Рекомендуемые мероприятия приведены в таблице 4.25.

Таблица 4.25 – Перечень мероприятий, рекомендуемых к вводу в 2019–2023 годах в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений

№ п/п	Мероприятие	Параметры объекта		Рекомендуемый год реализации	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
Базовый прогноз					
Мероприятия, необходимые для ликвидации «узких мест», выявленных по результатам анализа текущего состояния электроэнергетики энергорайона г. Севастополь					
1	Сооружение участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4	14 км, АС-240	-	ПИР – 2019 СМР – 2021	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме

Схема и программа развития электроэнергетики города Севастополя на 2019-2023 годы  
(научно-исследовательская работа).

№ п/п	Мероприятие	Параметры объекта		Рекомен- дуемый год реализа- ции	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
	и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4				
2	Выполнение реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ в целях обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110 кВ.**	-	-	2021	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме
3	Выполнение модернизации РЗА на ПС 330 кВ Севастополь (собственник - ГУП РК «Крымэнерго»), Севастопольской ТЭЦ (собственник – ГУПС «Севтеплоэнерго»), установка устройств РЗА на ПС 110 кВ ПС-12 для обеспечения возможности замыкания в транзит СМВ 110 на ПС 110 кВ ПС-12.	-	-	2020	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме
4	Замена Т-2 ПС 35 кВ ПС-7 *	-	10	2021	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме
5	Замена Т-1 ПС 35 кВ ПС-9	-	1x10	2021	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме
6	Выполнение реконструкции транзита ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10 – Заря – Ялта (Дарсан) с подвеской двух цепей с маркой провода АС-240 и переорганизацией присоединения транзитных подстанций, с заменой соответствующего оборудования на них, а также с расширением ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Севастополь на одну линейную ячейку для завода на ПС 330 кВ Севастополь второй цепи	21,8, АС- 240 (участок от ПС 330 кВ Севастопо ль до ПС 110 кВ ПС-10)	-	2020	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме

№ п/п	Мероприятие	Параметры объекта		Рекомендуемый год реализации	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
	рассматриваемого транзита				
Мероприятия, необходимые для обеспечения технологического присоединения новых потребителей					
7	Сооружение новой ПС 110 кВ Фиолент с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 10 МВА каждый; со строительством двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ Фиолент до ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС-16 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5	2x1 км	2x10 МВА (*2x16 МВА)	2020	ТУ на ТП Индустриального парка «Севастополь»
* В случае взаимосогласованного собственниками строительства ПС 110 кВ Фиолент с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый появится возможность перевода части нагрузки ПС 35 кВ ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент, и замена Т2 на ПС 35 кВ ПС-7 не потребуется					
** Итоговый вариант реконструкции ПС 110 кВ ПС-11 будет выбран на этапе ПИР					
***Умеренно-оптимистический прогноз (дополнительно к пп.1-9)					
1	Надстройка РУ 330 кВ Севастопольской ТЭЦ с образованием ПС 330 кВ Нахимовская	2x1x5	2x200	2023	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме с учетом обеспечения возможности присоединения новых потребителей
2	Надстройка РУ 110 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 с образованием ПС 110 кВ Новая	1x2x27	-	2023	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме с учетом обеспечения возможности присоединения новых потребителей
3	Замена провода ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5 с отпайкой на ПС Фионит и ошиновки на ПС 330 кВ Севастополь. Переход на Кт=1000/1 трансформатора тока	21,4 Замена на АС-240	-	2020	Исключение ввода ГВО при нормативном возмущении в нормальной схеме
Мероприятия, необходимые для обеспечения технологического присоединения новых потребителей					
4	Сооружение новой ПС 35 кВ Андреевка с установкой двух трансформаторов	2x5 км	2x4 МВА	2020	ТУ на ТП ГБУ «Дирекция КС» (реконструкция клуба)

№ п/п	Мероприятие	Параметры объекта		Рекомен- дуемый год реализа- ции	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
	35/6 кВ мощностью не менее 4 МВА каждый; со строительством двух ЛЭП 35 кВ от ПС 35 кВ Андреевка до ВЛ 35 кВ ПС-9 – Некрасовка				г. Севастополь, с. Андреевка)

\*\*\*Мероприятия носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадиных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

#### 4.8 Определение (уточнение) перечня «узких мест» в электрической сети

При осуществлении всех мероприятий, предусмотренных Схемой и программой развития ЕЭС России на 2019-2025 гг., выполнения рекомендованных в таблице 4.25 а также предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение потребителей мероприятий, с учетом выполнения необходимых схемно-режимных мероприятий, параметры режима в нормальной схеме и при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах находятся в области допустимых значений.

#### 4.9 Формирование перечня мероприятий по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и выше для ликвидации «узких мест»

На основании выполненных расчетов электрических режимов сформирован перечень мероприятий, необходимых для ликвидации и недопущения появления «узких мест» в энергорайоне г. Севастополь с учетом развития по базовому и умеренно-оптимистическому вариантам (перечень приведен в таблице 4.25). С учетом выполнения указанных мероприятий дополнительного усиления электрической сети не требуется.

#### 4.10 Предложения по уточнению перечня электросетевых объектов Единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на 2019-2025 гг.

Рекомендации по корректировке перечня и сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, включенных в Схему и программу перспективного развития ЕЭС России на 2019-2025 гг., отсутствуют.

#### 4.11 Сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше г. Севастополя

В таблице 4.26 приведены сводные данные по развитию электрической сети 35 кВ и выше г. Севастополя на период 2019 – 2023 годы, с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице 4.26. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица 4.26 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше г. Севастополя на период 2019 – 2023 годы

Наименование	Единицы измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Всего 2019 – 2023 годы
Базовый вариант развития							
ВЛ 110 кВ	км	–	23,8	14	–	–	38
Т 110 кВ	МВА	–	-	50	10	96	156
Т 35 кВ	МВА	–	–	30	–	–	30

#### **4.12 Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергорайона г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период**

##### **Рекомендации по выдаче мощности вновь вводимых генерирующих объектов для базового варианта**

На рассматриваемый перспективный период ввод иных объектов, кроме предусмотренных в рамках Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России на 2019-2025 гг. и реализуемых в 2019 году, не предусматривается. Дополнительные рекомендации отсутствуют.

##### **Рекомендации по выдаче мощности вновь вводимых генерирующих объектов для умеренно-оптимистического варианта**

На рассматриваемый перспективный период ввод иных объектов, кроме предусмотренных в рамках Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России на 2019-2025 гг. и реализуемых в 2019 году, не предусматривается. Анализ расчетов электрических режимов показал, что в условиях складывающейся согласно умеренно-оптимистическому варианту балансовой ситуации ввод дополнительных генерирующих объектов не предполагается. В случае выявления такой необходимости в дальнейшем основные технические решения по организации схемы выдачи мощности генерирующего оборудования должны уточняться на этапе разработки проектных решений по схемам выдачи мощности.

#### **4.13 Разработанные рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергорайона г. Севастополь на рассматриваемый перспективный период**

##### **Индустриальный парк «Севастополь»**

На территории энергорайона г. Севастополь в соответствии с выданными ТУ на ТП планируется строительство Индустриального парка «Севастополь» планируемой мощностью 8 МВт. В целях обеспечения возможности электроснабжения указанного Индустриального парка техническими условиями предусмотрено строительство новой ПС 110 кВ «Фиолент» с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 10 МВА каждый; со строительством двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ «Фиолент» до ВЛ 110 кВ ПС-20 – ПС-16 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5; с сооружением участка двухцепной ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 14 км с последующим подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ проводом с пропускной способностью не менее, чем у провода АС-240, с образованием ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-11 с отпайкой на ПС-4 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-6 с отпайкой на ПС-4.

Карта-схема размещения новой ПС 110/6 кВ Фиолент приведена на рисунке 4.13.

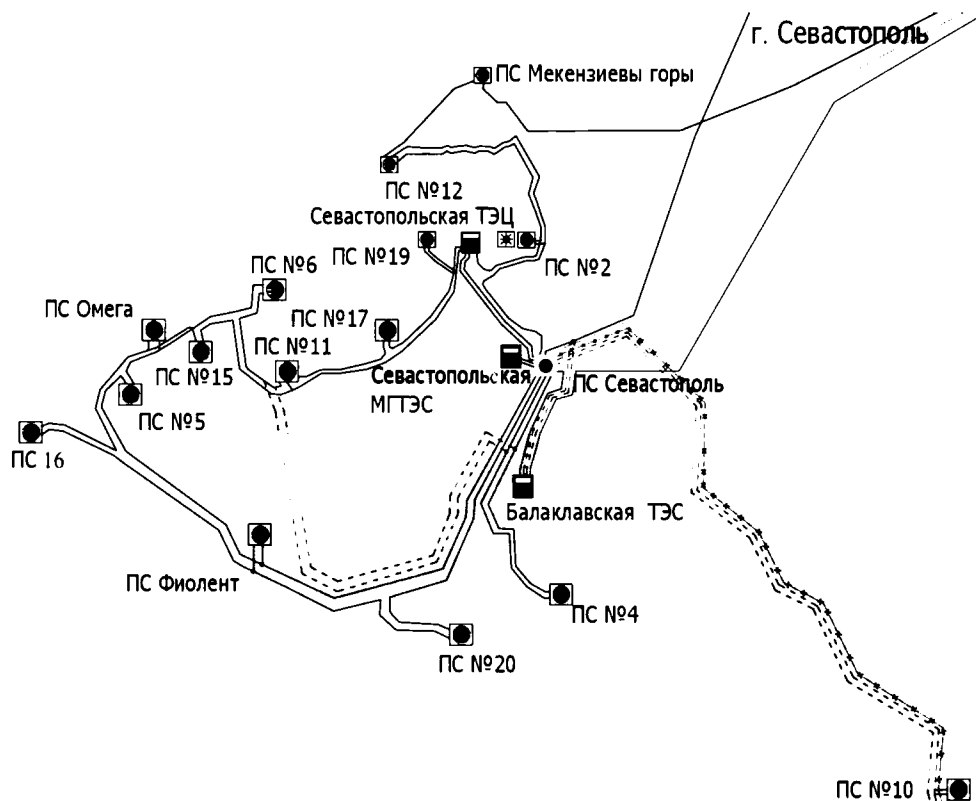


Рисунок 4.13 – Карта-схема размещения новой ПС 110/6 кВ Фиолент

Расчетами электрических режимов в нормальной схеме, а также при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах подтверждена возможность обеспечения спроса на заявленную мощность Индустриального парка «Севастополь» с учетом реализации указанных в ТУ на ТП мероприятий. Достаточная мощность каждого из двух планируемых к установке трансформаторов – по 10 МВА.

Параметры режима находятся в области допустимых значений, на рассматриваемый перспективный период выполнения дополнительных мероприятий не требуется.

Необходимо отметить, что строительство новой ПС 110 кВ Фиолент может также ликвидировать необходимость замены трансформатора на ПС 35 кВ ПС-7. В случае взаимосогласованного решения собственников обеспечения возможности перевода питания части нагрузки ПС 35 кВ ПС-7 на ПС 110 кВ Фиолент, необходимо предусмотреть установку на ПС 110 кВ Фиолент двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый.

В таком случае замена Т2 на ПС 35 кВ ПС-7 не потребуется.

#### 4.14 Разработанные рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей

В настоящем разделе проведен анализ и сформированы рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения потребителей на основании анализа схем существующих ПС энергорайона г. Севастополь.

##### *ПС 110 кВ ПС-6*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-6 не типовая (рисунок 4.14). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-6 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие ремонтной перемычки 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 – ПС-11 – ПС-6 – ПС-5 - ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-6 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (ПС-11, ПС-5) и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

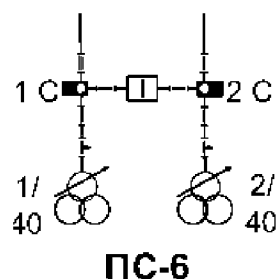


Рисунок 4.14 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-6

##### *ПС 110 кВ ПС-11*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-11 не типовая (рисунок 4.15). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-11 на шесть присоединений установлен один выключатель, в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Отсутствие линейных выключателей, наличие ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т-1 и Т-2 снижает надёжность электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также надёжность работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 – ПС-11 – ПС-6 – ПС-5 – ПС Севастополь и транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 – ПС-16 – ПС-20 – ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-11 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ в цепях Т-1 и Т-2, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ с переходом к типовой схеме № 110-5 «Мостик без ремонтной перемычки».

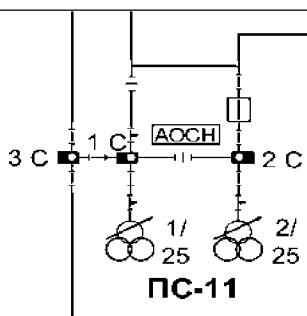


Рисунок 4.15 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-11

#### *ПС 110 кВ ПС-17*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-17 не типовая (рисунок 4.16). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-17 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие ремонтной перемычки 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-17 – ПС-11 – ПС-6 – ПС-5 - ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-17 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (ПС-11, Севастопольская ТЭЦ) и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ. В результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

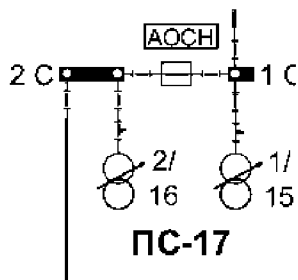


Рисунок 4.16 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-17

#### *ПС 110 кВ ПС-15*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-15 не типовая (рисунок 4.17). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-15 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 – ПС-16 – ПС-20 - ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-15 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (ПС-11, ПС-16). В результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

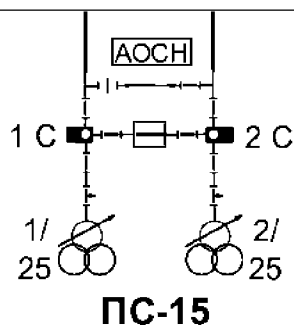


Рисунок 4.17 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-15

#### *ПС 110 кВ ПС-16*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-16 не типовая (рисунок 4.18). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-16 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие РП 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 – ПС-16 – ПС-20 - ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-16 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ и другого не востребовавшегося оборудования, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (ПС-15, ПС-20) и монтажом РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

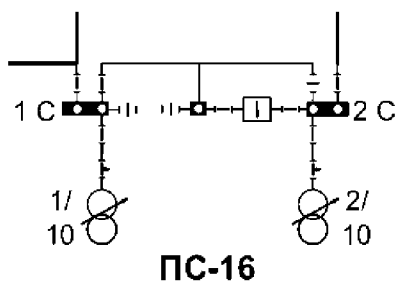


Рисунок 4.18 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-16

#### *ПС 110 кВ ПС-20*

Схема РУ 110 кВ ПС 110 кВ ПС-20 не типовая (рисунок 4.19). В настоящее время на ПС 110 кВ ПС-20 в цепях Т-1 и Т-2 установлены ОД и КЗ 110 кВ, а также отсутствует СВ 110 кВ и ремонтная перемычка. Устаревшее оборудование, отличающееся ненадежной работой и длительным циклом отключения КЗ, отсутствие СВ 110 кВ и РП 110 кВ значительно повышают риски нарушения электроснабжения потребителей, подключённых к данной подстанции, а также риски нарушения работы транзита 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-11 – ПС-15 – ПС-16 – ПС-20 - ПС Севастополь. Рекомендуется выполнить реконструкцию РУ 110 кВ ПС-20 с демонтажем ОД и КЗ 110 кВ, установкой выключателей 110 кВ в цепи отходящих ВЛ 110 кВ (ПС-16, ПС Севастополь), установкой СВ 110 кВ и монтажом

РП 110 кВ со сторон ВЛ 110 кВ, в результате чего схема РУ 110 кВ преобразуется в типовую схему № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

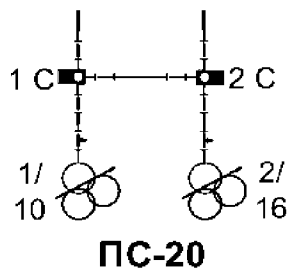


Рисунок 4.19 – Существующая схема ПС 110 кВ ПС-20

В случае реализации предложенных мероприятий целесообразно выполнить модернизацию РЗ для обеспечения возможности замыкания указанных выше транзитов.

#### **4.15 Плановые показатели уровня надежности и качества оказываемых услуг**

В данном подразделе представлена оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций или их обособленных подразделений, оказывающих услуги по передаче электрической энергии на территории области, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг», приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» утверждены Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций.

Согласно Методическим указаниям, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 1256, показатели надежности и качества услуг определяются в отношении оказываемых рассматриваемыми организациями услуг по передаче электрической энергии, а также технологического присоединения к принадлежащим им объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства электросетевых организаций и иных лиц.

Показатели надежности и качества услуг состоят из показателей уровня надежности оказываемых услуг и показателей уровня качества оказываемых услуг.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования.

Плановые значения показателей надежности и качества услуг представлены в таблице 4.27. На 2019–2021 годы показатели приняты на основании Приказа департамента городского хозяйства города Севастополя от 28.12.2018 №598-ОД «Об установлении плановых показателей уровня надежности и качества услуг, оказываемых территориальными сетевыми организациями на территории города Севастополя в пределах долгосрочных периодов регулирования на 2019–2021 годы». На 2022–2023 годы учтен темп улучшения показателей в соответствии с пунктом 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 года № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации

по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций», принимаемого равным 0,015.

Таблица 4.27 Плановые значения показателей надежности и качества оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

№	Наименование ТСО	Наименование показателя	Значения показателя на:				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1 .	ООО «Севастопольэнерго»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saidi}$ ), час	4,7174	4,6466	4,5769	4,5083	4,4407
		Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saifi}$ ), шт.	0,9963	0,9814	0,9666	0,9521	0,9379
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $P_{тпр}$ )	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2 .	Федеральное государственное унитарное предприятие «102 Предприятие электрических сетей» Министерства обороны Российской Федерации	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saidi}$ ), час	3,8020	3,7449	3,6888	3,6335	3,5790
		Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saifi}$ ), шт.	0,7467	0,7355	0,7245	0,7136	0,7029
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $P_{тпр}$ )	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
3 .	ГУП РК «Крымэнерго»	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saidi}$ ), час	3,2858	3,2365	3,1879	3,1401	3,0930
		Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки ( $P_{saifi}$ ), шт.	1,2170	1,1987	1,1807	1,1630	1,1456
		Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения ( $P_{тпр}$ )	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

#### 4.16 Разработка дополнительного раздела с рекомендациями по развитию части сети 35 кВ на основании информации, предоставленной ОИВ

В рамках рассмотрения умеренно-оптимистического варианта развития электроэнергетики энергорайона г. Севастополь, в настоящем разделе приведены рекомендации по развитию части сети 35 кВ на основании предоставленной информации. Для обеспечения подключения новых и электроснабжения существующих потребителей, в рассматриваемом перспективном периоде может быть предусмотрено следующее развитие центров питания 35 кВ:

1. Установка второго силового трансформатора мощностью 4 МВА на ПС 35 кВ Терновка;
2. Замена Т1 5,6 МВА ПС 35 кВ №9 на трансформатор мощностью 10 МВА (для возможности технологического присоединения и повышения надежности электроснабжения);
3. Строительство ПС 35 кВ в с. Верхнесадовое с установкой трансформаторов 2х4 МВА (для возможности технологического присоединения и повышения надежности электроснабжения);
4. Строительство ПС 35 кВ в с. Андреевка с установкой трансформаторов 2х4 МВА (для возможности технологического присоединения и повышения надежности электроснабжения).

#### 4.17 Формирование сводных данных по развитию сетей 35-10-6-0,4 кВ с учетом перспективной потребности в бюджетной сфере, промышленности и строительстве жилья

Сводные данные по развитию сетей 35-10-6-0,4 кВ с учетом перспективной потребности в бюджетной сфере, промышленности и строительстве жилья г. Севастополя приведены в таблице 4.28.

Таблица 4.28 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше г. Севастополя на период 2019 – 2023 годы

Объект	Вид работ	Ед.изм	Год окончания работ				
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
ТП, РП	НС	МВА	25	25	25	25	25
	ТПиР		4,5	5	5	5	5
ВЛ, КЛ	НС	км	25	25	25	25	25
	ТПиР		5	5	5	5	5

#### 4.18 Обоснование предлагаемых мероприятий по развитию электрических сетей, в т.ч. предлагаемых ОИВ и субъектами электроэнергетики в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики, республиканскими и федеральными программами социально-экономического развития региона

Обоснование предлагаемых мероприятий по развитию электрических сетей, в т.ч. предлагаемых ОИВ и субъектами электроэнергетики в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики, республиканскими и федеральными программами социально-экономического развития региона приведено в таблице 4.29.

Таблица 4.29 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше г. Севастополя на период 2019 – 2023 годы

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок реализации в соответствии с ФЦП и ИП	Обоснование
<b>Наличие мероприятий в ФЦП</b>			
1	Реконструкция транзита 110 кВ Севастопольская – Ялта – Алушта – Лучистое с заменой опор одноцепной линии электропередачи на двухцепную с подвеской второй цепи, с созданием новых узловых подстанций и реорганизацией присоединения подстанций транзита 110 кВ (в том числе проектно-изыскательские работы, проведение технологического ценового аудита)	2020 год	Обосновывается результатами расчетов электрических режимов (мероприятие для ликвидации «узких мест»)
<b>Наличие мероприятий в инвестиционной программе на 2019-2021 годы</b>			
1	Строительство 2-х цепной ВЛ 110кВ с подключением ее отпайками к ВЛ110кВ ПС Севастополь – ПС- 4 и врезкой в ВЛ110кВ ПС-11 – ПС-6 с заменой провода на участках образуемых ВЛ110кВ	2019 год (ПИР), 2021 г. (СМР)	Обосновывается результатами расчетов электрических режимов (мероприятие для ликвидации «узких мест»)
2	Реконструкция ПС 110кВ ПС-11 для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С 110кВ, в том числе ПИР*	2020 год	Обосновывается результатами расчетов электрических режимов (мероприятие для ликвидации «узких мест»)

\*Реализация инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 110 кВ ПС11 для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С» выполняется в рамках титула «Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 с заменой провода на участках

образуемых ВЛ 110 кВ». При этом реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой линейного выключателя 110 кВ будет выполнена по отдельному титулу, в сроки, определенные инвестиционной программой будущих периодов.

#### **4.19 Разработка основных технических решений по оснащению электрической сети и электростанции энергосистемы Республики Крым оборудованием системы мониторинга переходных процессов (СМПП)**

Для повышения наблюдаемости параметров режима работы энергосистемы (текущая оценка запасов устойчивости), обеспечения максимальной корректности настройки противоаварийной автоматики, верификации расчетных моделей энергосистемы, для обеспечения соответствия требованиям стандарта организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.011-2016, необходима установка устройств синхронизированных векторных измерений российского производства на ПС 330 кВ Севастополь.

Установка устройств СМПП на указанном объекте позволит повысить надежность работы энергорайона г. Севастополя, так как позволит обеспечить:

1. Повышение наблюдаемости параметров режима работы энергосистемы (текущая оценка запасов устойчивости);
2. Корректность настройки противоаварийной автоматики;
3. Верификацию расчетных моделей энергосистемы.

Рекомендуемый срок реализации – 2020 гг.

#### **4.20 Техничко-экономические показатели развития электрической сети**

Для рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей на территории города Севастополь определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Расчет капитальных затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (далее – УНЦ)<sup>3</sup>.

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 2 квартала 2019 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в базовом варианте прогноза социально-экономического развития на период до 2036 года, в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 05.05.2016 № 380 (Таблица 4.30).

<sup>3</sup> УНЦ утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 №10.

Таблица 4.30 – Индексы потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы	
			2018	2 кв. 2019
Индекс - дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый период 2021 и 2022 годов (базовый прогноз)	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 22.04.2019	105,3	102,5

Сводный перечень мероприятий, необходимых к реализации в рамках базового и умеренно-оптимистического вариантов развития электрических сетей города Севастополь, укрупненные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий (с разбивкой по собственникам) и рекомендуемый год их реализации приведены в Таблице 4.31.

Мероприятие	Напряжение, кВ	Количество и протяженность х, км	Марка провода	базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. без НДС	Набор напряжений, кВ	трансформаторов, реакторов, шт.х МВ*А	ячейка выключателя, шт		базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. без НДС	базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	ценах 2кв 2019 года, млн руб. (без НДС)
							110 кВ (330 кВ)	10 кВ (35 кВ)			
<b>Мероприятия, необходимые для ликвидации «узких мест», выявленных по результатам анализа текущего состояния электроэнергетики энергорайона г. Севастополь</b>											
110 кВ											
Линия двухцепной ВЛ 110 кВ с протяженностью 14 км с отключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ – ПС-4 и врезкой в ВЛ 110 кВ	110	1x2x14	АС-240							н/д	255,76 <sup>4</sup>
Линия АС-150 на участках образуемых с пропускной способностью провода АС-240	110	1x2x4,3	АС-240								
Линия АС-120 на участках образуемых с пропускной способностью провода АС-240	110	1x1x5,1	АС-240								
Установка ПС 110 кВ ПС-11 с установкой выключателя 110 кВ в целях обеспечения в транзит 1С и 2С 110 кВ										41,79	45,11
Модернизация РЗА на ПС 330 кВ Севастопольской ТЭЦ, установка на ПС 110 кВ ПС-12 для возможности замыкания в транзит 110 кВ ПС-12 (Установка РЗА на ПС 110 кВ)									2,53	2,53	2,73
Линия транзита ВЛ 110 кВ Севастопольского района (Дарсан) с подвеской двух проводов АС-240 (на участке от столба до ПС 110 кВ ПС-10) с установкой на ПС 110 кВ ПС-7 и ПС-9	110	1x2x21,8	АС-240	275,73			1		29,93	305,66	329,97
Линия ПС-7					35/НН	1x10			22,13	22,13	23,89
Линия ПС-9					35/НН	1x10			22,13	22,13	23,89
<b>итого (п. 1):</b>										<b>394,24</b>	<b>425,59</b>
<b>Мероприятия, необходимые для обеспечения технологического присоединения новых потребителей</b>											
Линия 110 кВ Фиолент										241,94	261,17
Линия 110 кВ Фиолент					110/НН	2x10	110-4Н/2		228,95	228,95	247,15
Линия двух ЛЭП 110 кВ от ПС 110 кВ ПС-10 кВ ПС-20 – ПС-16 и ВЛ 110 кВ – ПС-5	110	2x1x1	АС-120	12,99						12,99	14,02
										<b>241,94</b>	<b>261,17</b>
<b>Умеренно-оптимистический прогноз (дополнительно к пп.1-9)</b>											
Линия 330 кВ Севастопольской ТЭЦ с установкой на ПС 330 кВ Нахимовская***										1187,14	1281,54
Линия 330 кВ на ПС 330 кВ Севастопольской ТЭЦ с установкой двух АТ					330/110	2x200	№330-7/4		1 062,20	1 062,20	1 146,66

	км		м.п. руб. без НДС	кВ	реакторов, шт.х МВ*А	110 кВ (330 кВ)	10 кВ (35 кВ)	м.п. руб. без НДС	м.п. руб. без НДС	м.п. руб. без НДС	
дов от Балаклавская ТЭС – ая в РУ 330 кВ ПС 330 кВ ентировочной протяженностью	330	2x1x5	2xАС-240/32	124,94						124,94	134,88
10 кВ на ПС 35 кВ ПС-9 с с 110 кВ Новая										527,24	569,18
110 кВ ПС 110 кВ Новая на вующей ПС 35 кВ ПС-9 с трансформаторов мощностью не	110				110/35	2x16	№110-4Н/2	№35-9/2		174,26	188,12
цепной ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ ПС 110 кВ Новая. порядка 27 км сечением провода	110	1x2x27	АС-120	316,44						293,12	316,44
10 кВ ПС 330 кВ Нахимовская ячейки***	110									59,86	64,62
										<b>1714,38</b>	<b>1850,72</b>

**Мероприятия, необходимые для обеспечения технологического присоединения новых потребителей**

35 кВ Андреевка										103,58	111,81
35 кВ Андреевка					35/НН	2x4	35-5АН/3		91,02	91,02	98,25
двух ЛЭП 35 кВ от евка до ВЛ 35 кВ ПС-9 –	35	2x1x1	АС-70	12,56						12,56	13,56
ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-5										41,69	45,00
АСК-120 на провод АС-240	110	1x1x21,4	АС-240	41,64						41,64	44,95
и на ПС 330 кВ Севастополь (1	110		АС-240	0,05						0,05	0,05
										<b>145,27</b>	<b>156,81</b>
<b>изделам (без учета п. 1):</b>										<b>2495,83</b>	<b>2694,29</b>

масованного собственниками строительства ПС 110 кВ Фиолент с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый появится возможность перевода части нагрузки ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент, и замена трансформаторов ПС 110 кВ ПС-11 будет выбран на этапе ПИР. Реализация инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 110 кВ ПС11 для обеспечения возможности включения в транзит 1С и 2С» выполняется в рамках титула «Сооружение двух ЛЭП 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая и врезкой в ВЛ 110 кВ ПС-6 – ПС-11 с заменой провода на участках образуемых ВЛ 110 кВ». При этом реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой линейного выключателя 110 кВ будет выполнена в рамках инвестиционной программы будущих периодов. Исполнитель будет назначен после определения источника финансирования

Как видно из таблицы 4.31, суммарные капитальные вложения в реализацию рекомендуемых мероприятий по вариантам развития электрических сетей города Севастополь (без учета мероприятий, включенных в инвестиционные программы) в ценах 2 квартала 2019 года (без НДС) составляют:

- по базовому варианту 942,52 млн руб.,
- по умеренно-оптимистическому – 2 694,29 млн руб.

Перечень планируемых к строительству (реконструкции) электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Севастополя по вариантам развития с планом финансирования рекомендуемых мероприятий по годам (в прогнозных ценах соответствующих лет) представлен в Перечне планируемых к строительству (реконструкции) электросетевых объектов 35 кВ и выше г. Севастополь.

План финансирования рекомендуемых мероприятий, планируемых к реализации на объектах территориальной сетевой организации, для базового варианта по годам (в прогнозных ценах соответствующих лет) представлен в Таблице 4.32.

Таблица 4.32 – План финансирования рекомендуемых мероприятий, планируемых к реализации на объектах территориальной сетевой организации, для базового варианта по годам (млн руб. с НДС, в прогнозных ценах соответствующих лет)

Категории мероприятий в зависимости от источника финансирования	Годы					Итого за период 2019-2023 годы
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	
Мероприятия, финансируемые за счет средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам	126,69	470,06	247,67	0,00	0,00	944,56
Мероприятия, финансируемые за счет иных источников (плата за технологическое присоединение)	160,65	167,08	0,00	0,00	0,00	327,73

Прирост общего объема финансирования инвестиционной программы за счет включения рекомендуемых мероприятий по базовому варианту развития электрических сетей города Севастополь на 2019-2021 годы представлен в Таблице 4.33.

Таблица 4.33 – Прирост общего объема финансирования инвестиционной программы за счет включения рекомендуемых мероприятий по базовому варианту развития электрических сетей города Севастополь на 2019-2021 годы (в прогнозных ценах соответствующих лет)

Наименование	Годы			Итого за период 2019-2020 годов
	2019 год	2020 год	2021 год	
Общий объем финансирования ИП <sup>5</sup> , млн руб. с НДС	376,30	610,60	642,90	1 629,80
Объем финансирования рекомендуемых мероприятий, млн руб. с НДС	287,34	637,14	247,67	1 272,29
Общий объем финансирования с учетом рекомендуемых мероприятий, млн руб. с НДС	663,64	1 247,74	890,57	2 902,09
Прирост общего объема финансирования за счет реализации рекомендуемых мероприятий, %	76	104	39	78

<sup>5</sup> Предложение по корректировке от 2019 года на 2019-2021, утв. приказом Департамента городского хозяйства г. Севастополя от 18.12.2018 № 564-ОД.

## 5 Основные направления развития теплоэнергетики г. Севастополь.

При разработке настоящего раздела основная информация о перспективном состоянии теплоснабжения города Севастополь принята по утверждённым и актуализируемой схемам теплоснабжения и на основании материалов, предоставленных теплоснабжающими и генерирующими компаниями энергорайона. На момент выполнения настоящей работы последней утвержденной схемой теплоснабжения города является документ от 11.10.2018 (Схема теплоснабжения города Севастополь на период до 2033 года, <https://sev.gov.ru/docs/250/61590/>). Необходимо отметить, что в текущий момент производится актуализация (до 2034 года) ранее разработанной схемы с плановым сроком утверждения в III квартале 2019 года. Материалы по проекту схемы теплоснабжения до 2034 года также учтены в настоящей работе.

В г. Севастополь большая часть потребителей тепловой энергии (75%) подключена к тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения. Не подключенными к системе централизованного теплоснабжения остаются строительные объекты индивидуальной застройки, имеющие индивидуальное отопление, и ряд объектов промышленных предприятий, имеющих собственные источники тепловой энергии.

Главными источниками тепловой энергии в г. Севастополь являются котельные ГУПС «Севтеплоэнерго» (139 котельных), Севастопольская ТЭЦ и автономные котельные, суммарной мощностью 20 Гкал/ч, расположенные на удаленных территориях.

### 5.1 Прогноз потребления тепловой энергии на период разработки СиПР

В связи с передачей Севастопольской ТЭЦ в эксплуатацию и хозяйственное ведение ГУПС «Севтеплоэнерго» прогноз потребления тепловой энергии на 2019-2023 гг. представлен в совокупности по всей системе теплоснабжения города без разбивки по теплоснабжающим организациям. Прогноз приведен в таблице 5.1. Еще раз необходимо отметить, что отпуск тепла от Балаклавской ТЭС и мобильных ГТЭС не осуществляется.

Таблица 5.1 Потребление тепловой энергии в г. Севастополь на 2018-2023 гг.

Объект	2019	2020	2021	2022	2023
Население	622,2	626,4	626,4	626,4	626,4
Бюджетные организации	135,9	138,9	138,9	138,9	138,9
Прочие	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
<b>ВСЕГО</b>	<b>777,7</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>

В таблице 5.2 представлен прогноз отпуска тепловой энергии в разбивке по источникам теплоснабжения. Важно заметить, что прогноз учитывает отпуск тепловой энергии от Севастопольской ТЭЦ. В отличие от утвержденной схемы теплоснабжения города до 2033 года и проекта схемы до 2034 года, где планируется закрытие ТЭЦ, на текущий момент принято решение о продолжении эксплуатации станции (в соответствии с приказом Федеральной Антимонопольной

Службы от 27 ноября 2018 года № 1641/18 «Об утверждении цен на электрическую энергию и мощность, производимые с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на 2019 год», Севастопольская ТЭЦ является генерирующим объектом, мощность которой поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей).

Таблица 5.2 Прогноз отпуска тепловой энергии по источникам теплоснабжения в г. Севастополь на 2019-2023 гг., тыс. Гкал.

Объект	2019	2020	2021	2022	2023
Котельные	676,8	680,9	680,9	680,9	680,9
ТЭЦ	100,9	104,2	104,2	104,2	104,2
<b>ВСЕГО</b>	<b>777,7</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>	<b>785,0</b>

На период разработки СиПР не планируется изменения существующего теплового баланса.

Информация о прогнозном потреблении тепловой энергии на период с 2019 до 2023 гг. представлена также на рисунке 5.1.

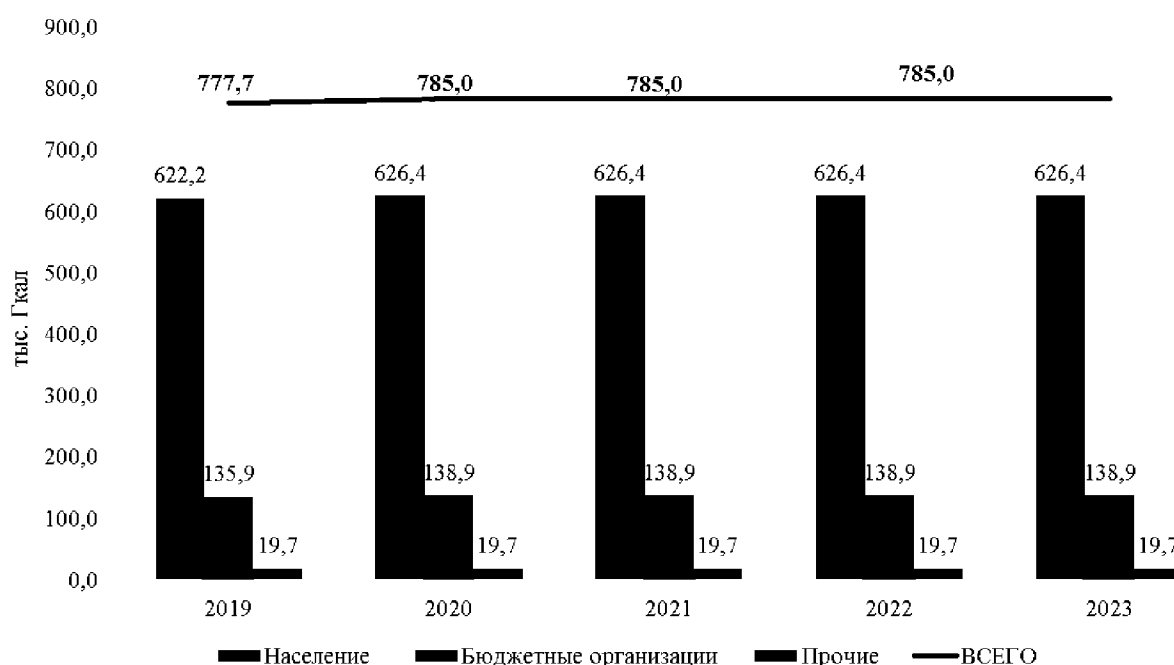


Рисунок 5.1 Прогноз потребления тепловой энергии в г. Севастополь с 2019 по 2023 гг.

Можно констатировать, что структура потребления тепловой энергии практически не изменяется по сравнению с ретроспективным периодом (раздел 2.13). Основным потребителем остается население с долей потребления порядка 80%.

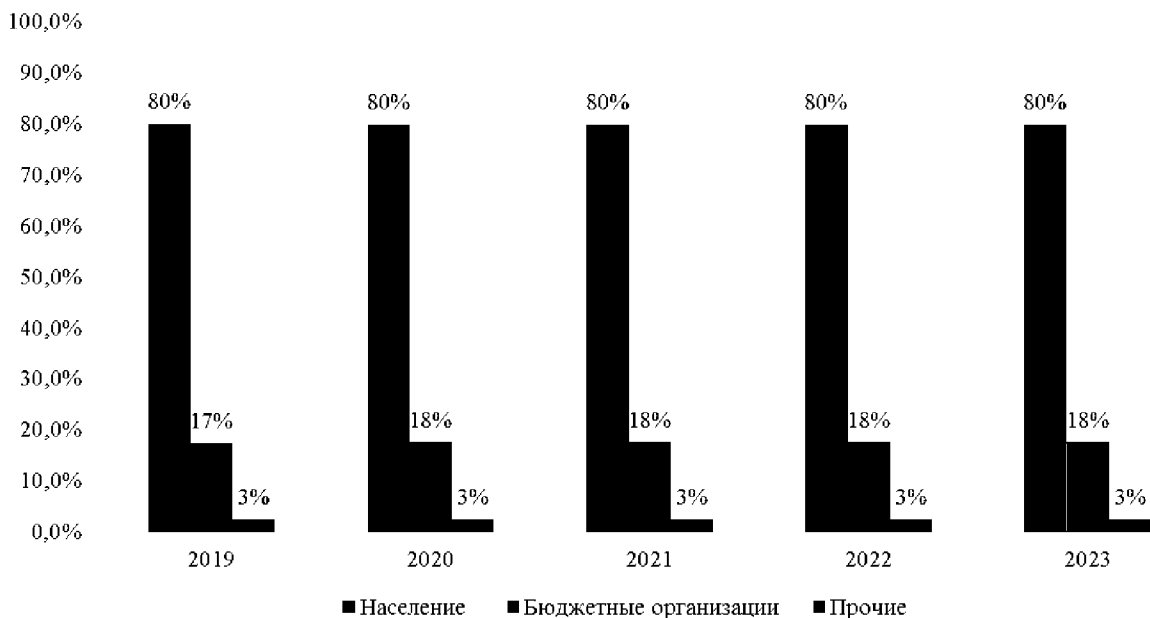


Рисунок 5.2 Структура потребления тепловой энергии в г. Севастополь с 2019 по 2023 гг.

На рисунке 5.3 представлена сводная информация о структуре отпуска тепловой энергии по источникам города за период с 2014 по 2023 год.

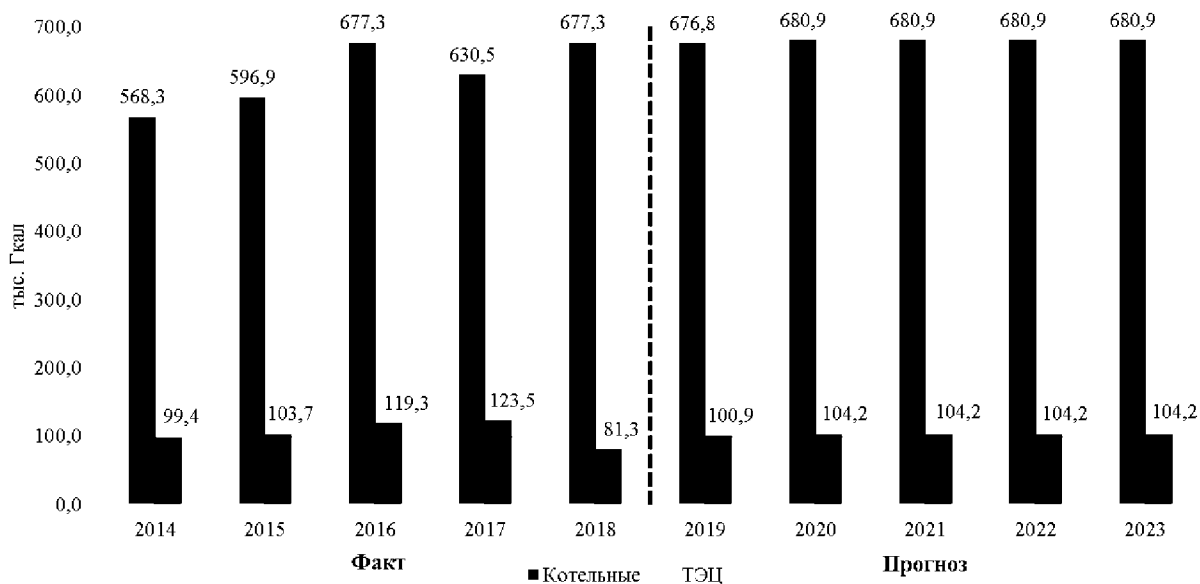


Рисунок 5.3 Структура отпуска тепловой энергии в г. Севастополь с 2014 по 2023 гг.

Ниже в таблице 5.3, в качестве дополнительной информации представлены данные согласно проекта схемы теплоснабжения города до 2034 года, в которой учтен вывод из эксплуатации Севастопольской ТЭЦ.

В таблице 5.3 представлены прогнозные данные отпуска тепловой энергии в разбивке по источникам теплоснабжения.

Таблица 5.3 Прогноз отпуска тепловой энергии по источникам теплоснабжения в г. Севастополь на 2019-2023 гг. согласно проекта схемы теплоснабжения до 2034 г., тыс. Гкал.

Объект	2019	2020	2021	2022	2023
Котельные	719,9	753,0	779,4	804,0	827,3
ТЭЦ	81,3	81,3	0,0	0,0	0,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>801,2</b>	<b>834,3</b>	<b>779,4</b>	<b>804,0</b>	<b>827,3</b>

Проектом схемы теплоснабжения не предполагается изменения структуры потребления тепловой энергии по группам потребителей: доля населения – 80%, бюджетные организации – 17%, прочие – 3% (смотри рисунок 5.2).

### 5.2 Определение на основании балансов электрической и тепловой энергии потребности электростанций (блок-станций) и котельных в топливе

Материалы данного раздела предоставлены ГУПС «Севтеплоэнерго» и генерирующими компаниями АО «Мобильные ГТЭС» и ООО «Балаклавская ТЭС».

Прогноз потребления топлива на 2019-2023 гг. по системе теплоснабжения г. Севастополь представлен в таблице 5.4 и на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 Потребление топлива в г. Севастополь на 2019-2023 гг., тут.

Объект	2019	2020	2021	2022	2023
ГУПС "Севтеплоэнерго"	157425,2	177358,3	177358,3	177358,3	177358,3
Газ	152250,6	172150,0	172150,0	172150,0	172150,0
<i>в т.ч. на Севастопольскую ТЭЦ</i>	<i>12243,1</i>	<i>31505,0</i>	<i>31505,0</i>	<i>31505,0</i>	<i>31505,0</i>
Уголь	4420,5	4452,4	4452,4	4452,4	4452,4
Мазут	713,9	715,6	715,6	715,6	715,6
Дизель	40,2	40,3	40,3	40,3	40,3
АО "Мобильные ГТЭС"	95929,0	3137,0	3137,0	3137,0	3137,0
Дизель	95929,0	3137,0	3137,0	3137,0	3137,0
ООО «ВО «Технопромэкспорт»»	722000,0	772000,0	772000,0	772000,0	772000,0
Газ	722000,0	772000,0	772000,0	772000,0	772000,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>975354,2</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>

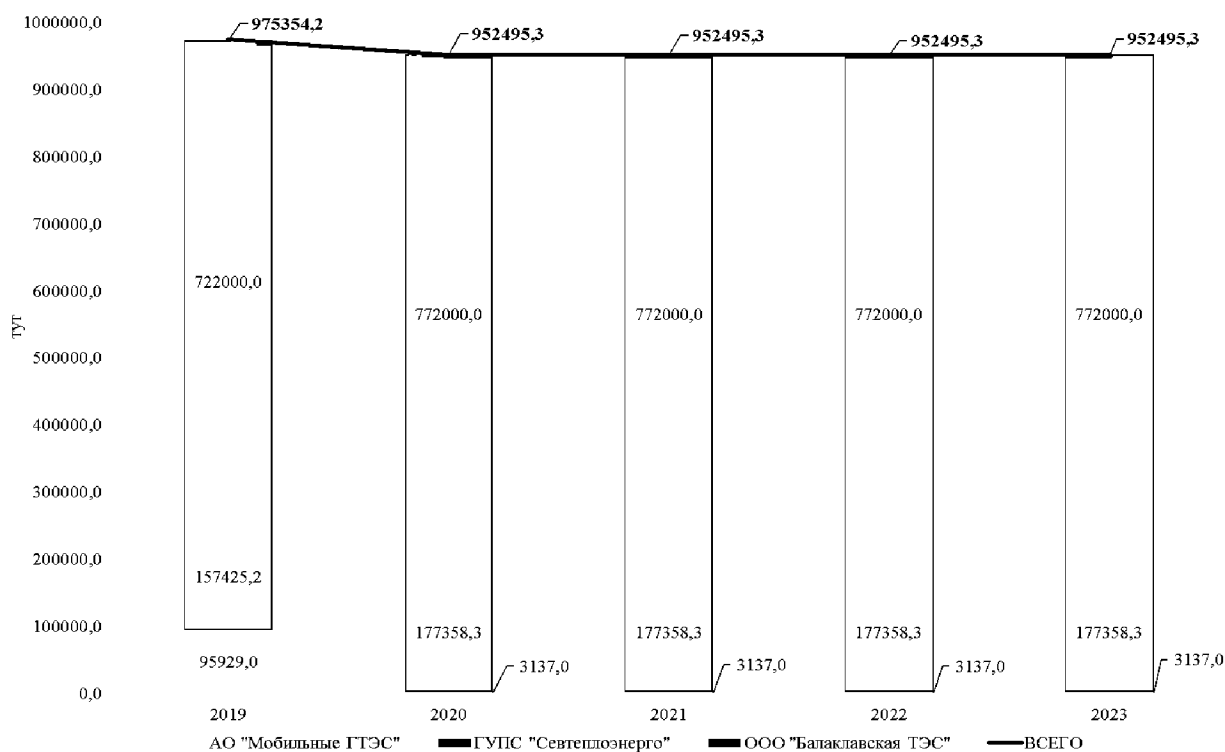


Рисунок 5.4 Прогноз потребления топлива по системе теплоснабжения г. Севастополь с 2019 по 2023 гг.

Можно заметить, что по состоянию на момент выполнения настоящей работы изменения потребности в топливе после 2020 года не прогнозируется. В таблицах 5.5 – 5.6 представлена структура топливного баланса на рассматриваемый период.

Таблица 5.5 Структура топливного баланса в г. Севастополь на 2019-2023 гг. в абсолютном выражении, тунт

Вид топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Газ	874250,6	944150,0	944150,0	944150,0	944150,0
Уголь	4420,5	4452,4	4452,4	4452,4	4452,4
Мазут	713,9	715,6	715,6	715,6	715,6
Дизель	95969,2	3177,3	3177,3	3177,3	3177,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>975354,2</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>	<b>952495,3</b>

Таблица 5.6 Структура топливного баланса в г. Севастополь на 2019-2023 гг. в относительном выражении

Вид топлива	2019	2020	2021	2022	2023
Газ	89,6%	99,1%	99,1%	99,1%	99,1%
Уголь	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Мазут	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Дизель	9,8%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%

С вводом в эксплуатацию Балаклавской ТЭС загрузка газо-турбинных станций, работающих на дизельном топливе (мобильные ГТЭС), будет значительно

снижена. Таким образом, доля природного газа в топливном балансе на прогнозном периоде приблизится к 100%.

Ниже, в таблице 5.7 в качестве дополнительной информации представлены данные согласно проекта схемы теплоснабжения города до 2034 года, в которой учтен вывод из эксплуатации Севастопольской ТЭЦ.

В таблице 5.7 представлены прогнозные данные потребления топлива в разбивке по источникам теплоснабжения.

Таблица 5.7 Потребление топлива в г. Севастополь на 2019-2023 гг. согласно проекта схемы теплоснабжения до 2034 г., тут

Объект	2019	2020	2021	2022	2023
Севастопольская ТЭЦ	25009,1	24842,6	0,0	0,0	0,0
ГУПС "Севтеплоэнерго"	142986,1	144355,7	170143,0	170475,4	171604,3
Существующие котельные	133406,4	130611,8	120147,7	119268,5	118155,9
Котельные взамен существующих источников, ЦТП и т.д.	8525,5	11235,4	46432,9	47073,0	46594,2
Новые котельные в обеспечение перспективных нагрузок	1054,2	2508,5	3562,4	4133,9	6854,2
АО "Мобильные ГТЭС"	95929,0	3137,0	3137,0	3137,0	3137,0
ООО «ВО «Технопромэкспорт»»	722000,0	772000,0	772000,0	772000,0	772000,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>985924,2</b>	<b>944335,3</b>	<b>945280,0</b>	<b>945612,4</b>	<b>946741,3</b>

Необходимо отметить, что существенного изменения структуры топливного баланса не предполагается, т.к. взамен Севастопольской ТЭЦ предполагается ввод децентрализованных блочно-модульных котельных, работающих на природном газе, также планируется перевод угольных, дизельных и мазутных котельных на сжигание газообразного топлива (смотри таблицу 5.6).

### **5.3 Разработанные мероприятия по строительству когенерации, информацию о возобновляемых источниках энергии, местных видах топлива, модернизации систем теплоснабжения и объемов малой распределенной энергетики**

Утвержденной и актуализируемой схемами теплоснабжения г. Севастополя не планируются мероприятия по строительству объектов когенерации, использованию возобновляемых источников энергии, а также источников тепловой и электрической генерации, использующих местные виды топлива. Мероприятия по развитию малой распределенной энергетики также не рассматриваются.

В части модернизации системы теплоснабжения нужно отметить, что в утвержденной схеме теплоснабжения и в ее проекте (до 2034 года) развитие системы теплоснабжения рассматривается в двух аспектах: развитие Севастопольской ТЭЦ и развитие котельных.

В утвержденной схеме теплоснабжения города (до 2033 года) рассматривается три основных сценария развития Севастопольской ТЭЦ. Описание каждого из рассматриваемых сценариев приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 Сценарии развития Севастопольской ТЭЦ

№	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
1	В зоне действия Севастопольской ТЭЦ реконструкция 7 ЦТП, на которых строятся новые источники тепловой и электрической энергии, реконструкция 13 ЦТП с установкой блочно-модульных водогрейных котельных	Установка 1 Котельной 60 Гкал/ч на территории Севастопольской ТЭЦ	В зоне действия Севастопольской ТЭЦ реконструкция 7 ЦТП, на которых строятся новые источники тепловой и электрической энергии, реконструкция 13 ЦТП с установкой блочно-модульных водогрейных котельных
2	На Севастопольской ТЭЦ строительство установки ГТУ 110 МВт пр-во ПАО «ОДК-Сатурн», Севастопольская ТЭЦ вырабатывает только электроэнергию, существующее оборудование ТЭЦ выводится из эксплуатации с 2020 г.	Существующее оборудование ТЭЦ выводится из эксплуатации с 2020 г.	Существующее оборудование ТЭЦ выводится из эксплуатации с 2020 г.
3	Вывод из эксплуатации магистральных тепловых сетей от Севастопольской ТЭЦ	Реконструкция магистральных т/с от Севастопольской ТЭЦ	Вывод из эксплуатации магистральных тепловых сетей от Севастопольской ТЭЦ

Наиболее целесообразным и вероятным сценарием развития в утвержденной схеме теплоснабжения признан сценарий №3 с выводом существующего оборудования Севастопольской ТЭЦ из эксплуатации и строительством газовых блочно-модульных котельных общей тепловой мощностью 56,5 Гкал/ч на базе ЦТП, входящих в зону действия Севастопольской ТЭЦ.

Крупнейшей перспективной котельной в утвержденной схеме теплоснабжения является блочно-модульная газовая котельная тепловой мощностью 27,9 Гкал/ч в районе Камышового шоссе (Фиолентовское шоссе) для обеспечения теплоснабжения перспективного многопрофильного лечебно-диагностического корпуса онкологического диспансера и перспективной подстанции №10 центра экстренной медицинской помощи.

В проекте схемы теплоснабжения (актуализируемый вариант, до 2034 года) рассматривается 6 вариантов развития Севастопольской ТЭЦ.

Таблица 5.9 Сценарии развития Севастопольской ТЭЦ

Сценарии	Краткое описание
Сценарий 0 ("как есть")	Оборудование ТЭЦ остается в эксплуатации
Сценарий 1	Децентрализация схемы теплоснабжения, отказ от эксплуатации магистральных тепловых сетей
Сценарий 2	Установка на ТЭЦ новой генерации электрической энергии

Сценарии	Краткое описание
Сценарий 3	Установка на территории ТЭЦ новой котельной для обеспечения теплом потребителей. Реконструкция ЦТП и тепловых сетей
Сценарий 4	Установка на территории ТЭЦ новой котельной
Сценарий 5	Частичная децентрализация схемы теплоснабжения отказ от эксплуатации магистральных тепловых сетей до районов Инкерман и Сахарная головка

Целевым сценарием развития Севастопольской ТЭЦ является сценарий №1. Список мероприятий по реконструкции ЦТП в зоне действия Севастопольской ТЭЦ представлен в таблице 5.10. Дополнительная новая блочно-модульная котельная планируется для теплоснабжения микрорайона Георгиевская балка, не входящего ни в одну из зон действия ЦТП Севастопольской ТЭЦ.

Таблица 5.10 Мероприятия по реконструкции ЦТП в зоне действия Севастопольской ТЭЦ

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Перевод ЦТП ГРЭС в блочно-модульную газовую котельную	2,0	2019-2022
2	Перевод ЦТП 63 в блочно-модульную газовую котельную	12,0	2019-2022
3	Установка блочно-модульной газовой котельной вместо существующих ЦТП 72, 73, 74	2,0	2019-2022
4	Перевод ЦТП 71 в блочно-модульную газовую котельную	6,0	2019-2022
5	Установка блочно-модульной газовой котельной вместо существующих ЦТП 60, 75	8,0	2019-2022
6	Установка блочно-модульной газовой котельной вместо существующих ЦТП 64, 68	8,5	2019-2022
7	Установка блочно-модульной газовой котельной вместо существующих ЦТП 66, 69, 70	17,0	2019-2022
8	Строительство блочно-модульной котельной для теплоснабжения мкр. «Георгиевская балка»	1,07	2019-2022

Анализ рассматриваемых схем теплоснабжения показывает, что мероприятия в части развития Севастопольской ТЭЦ в утвержденной и актуализируемой схемах теплоснабжения идентичны.

Однако, необходимо отметить, что администрацией и эксплуатирующей ТЭЦ организацией согласован сценарий «как есть» - с сохранением ТЭЦ в эксплуатации.

Также в проекте схемы до 2034 года предполагается децентрализация теплоснабжения в зоне действия котельной ул. Вакуленчука, 28 «Муссон». Характеристики новых квартальных котельных, предполагаемых к строительству на базе ЦТП в зоне действия котельной «Муссон», представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 Характеристики котельных, предполагаемых к строительству на базе ЦТП в зоне действия котельной «Муссон»

№	Наименование ЦТП	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	ЦТП-21, ул. Вакуленчука, д. 5а	7,74	2019-2022
2	ЦТП-22, ул. Вакуленчука, д. 23а	6,19	2021
3	ЦТП-27, ул. Зои Космодемьянской, д. 6а	4,64	2019-2022
4	ЦТП-28, ул. Вакуленчука, д. 16а	7,74	2019-2022
5	ЦТП-42, ул. Сладкова, д. 67	3,10	2019-2022

Характеристики блочно-модульных котельных, предназначенных для теплоснабжения остальных потребителей в зоне действия котельной «Муссон», представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 Характеристики котельных, предполагаемых к строительству в зоне действия котельной «Муссон»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Блочно-модульная котельная на ул. Пожарова (теплоснабжение Строительного колледжа)	1,08	2019-2022
2	Блочно-модульная котельная в Студгородке	3,35	2019-2022
3	Блочно-модульная котельная на ул. Вакуленчука (для потребителей по ул. Меньшикова, 84, 88, 90, 92, по ул. Вакуленчука (четная сторона), корпуса завода ПАО «Электрон»)	3,61	2019-2022
4	Блочно-модульная котельная на ул. Вакуленчука (для потребителей по ул. Вакуленчука (нечетная сторона) и ул. Репина: морской колледж, корпуса ПАО «Муссон», филиала Саратовского государственного университета, училища средств связи, общежития)	6,19	2019-2022

Помимо мероприятий, описанных выше в утвержденной схеме и проекте схемы теплоснабжения г. Севастополя предусмотрена реконструкция ЦТП на сетях зон действия котельных ГУПС «Севтеплоэнерго» с вводом блочно-модульных котельных. Описание мероприятий по реконструкции ЦТП в зоне действия котельных «ул. Рыбаков, 1», «ул. Хрусталева, д.66а», «ул. Ерошенко, д. 17а», «ул. Михайловская, д.5а», «Авиаторов» представлены в таблицах 5.13 – 5.17.

Таблица 5.13 Мероприятия по реконструкции ЦТП в зоне действия котельной «ул. Рыбаков, 1»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	ЦТП-52, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Маринеско, д. 21а)	8,68	2019
2	ЦТП-51, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Молодых Строителей, д. 21а)	7,12	2019

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
3	ЦТП-45, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Шевченко, д. 5б)	9,17	2019
4	ЦТП-49, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Шевченко, д. 23б)	6,6	2019
5	ЦТП-34, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Степаняна, д. 7/1)	2,75	2019
6	ЦТП-39, Реконструкция ЦТП с установкой блочно-модульной водогрейной котельной (ул. Адмирала Фадеева, д. 25/1)	9,83	2019

Таблица 5.14 Мероприятия по реконструкции ЦТП в зоне действия котельной «ул. Хрусталева, д. 6ба»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	ЦТП-91, Реконструкция ЦТП с переводом в квартальную котельную	6,0	2020
2	ЦТП-10, Реконструкция ЦТП с переводом в квартальную котельную	17,0	2020

Таблица 5.15 Мероприятия по реконструкции ЦТП в зоне действия котельной «ул. Ерошенко, д. 17а»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	ЦТП-25, Реконструкция ЦТП с переводом в квартальную котельную (ул. Дыбенко, д. 18а)	2,15	2020
2	ЦТП-24, Реконструкция ЦТП с переводом в квартальную котельную (ул. Г. Подводников, д. 5)	3,8	2020

Таблица 5.16 Мероприятия по реконструкции ЦТП в зоне действия котельной «ул. Михайловская, д. 5а»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	ЦТП-65, Реконструкция ЦТП с переводом в квартальную котельную (ул. Симонок, д. 4б)	2,8	2020

Таблица 5.17 Мероприятия по реконструкции насосной станции в зоне действия котельной «Авиаторов»

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Реконструкция насосной станции с переводом в квартальную котельную	12,4	2019-2021

Проектом схемы теплоснабжения предполагается реконструкция угольных и мазутных котельных с переводом их на сжигание природного газа или сжиженного газа. В таблице 5.18 представлены данные о реконструируемых котельных.

Таблица 5.18 Угольные и мазутные котельные, предполагаемые к реконструкции с переводом на сжигание природного или сжиженного газа

№	Наименование котельной	Топливо	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Котельная Каштановая ул., 5а	мазут	0,88	2021
2	Котельная Крепостное шоссе, 16	уголь	0,88	2021
3	Котельная ул. Междурядная, 25	уголь	0,17	2021
4	Котельная Новикова пер., 24А	уголь	0,88	2021
5	Котельная Большевикская ул., 60 (с. Хмельницкое)	уголь	0,12	2021
6	Котельная Центральная ул., 43а (с. Андреевка)	уголь	3,09	2021
7	Котельная Паршина ул., 29	уголь	0,6	2021
8	Котельная Севастопольская ул., 92 (с. Верхнесадовое)	мазут	2,41	2021
9	Котельная Титова ул., 63	уголь	0,21	2021
10	Котельная Валиева ул., 42 (с. Поворотное)	уголь	0,17	2021
11	Котельная Речная ул., 8	уголь	0,09	2021
12	Котельная Андреевская ул., 27 (п. Солнечное)	уголь	1,5	2021
13	Котельная Охотская ул., 52	уголь	1,03	2019
14	Котельная Родионова ул., 9	уголь	1,5	2019
15	Котельная Надежденцев ул., 15	уголь	1,89	2021

Список реконструируемых угольных котельных со строительством новых блочно-модульных газовых котельных приведен в таблице 5.19.

Таблица 5.19 Реконструируемые угольные котельные со строительством новых блочно-модульных котельных

№	Наименование мероприятия	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Реконструкция угольной котельной «Мекензиевы горы» с установкой блочно-модульной газовой котельной, ул. Энергетиков	0,44	2019
2	Реконструкция угольной котельной «Село Фронтное» с установкой блочно-модульной газовой котельной	0,77	2019

Список реконструируемых котельных, переводимых на сжигание природного газа, с одновременным включением в зоны их действия зон закрываемых неэффективных котельных, приведен в таблице 5.20.

Таблица 5.20 Котельные, переводимые на сжигание природного газа с одновременным включением в зоны их действия зон закрываемых котельных

№	Наименование мероприятия	Топливо	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Котельная «Камышовое шоссе, д. 16» с присоединением зоны действия закрываемой угольной котельной «Камышовое шоссе, д.29/2»	дизельное/уголь	0,386	2019-2022

Часть неэффективных котельных, расположенных вдали от существующих систем газоснабжения, предлагается реконструировать с переводом на сжигание сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Список котельных, предлагаемых к реконструкции с переводом на сжигание СУГ, приведен в таблице 5.21.

Таблица 5.21 Котельные к реконструкции с переводом на сжигание СУГ

№	Наименование мероприятия	Топливо	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Котельная Водоканальская ул., 76	уголь	1,86	2021
2	Котельная Пахомова ул., 1г	уголь	0,93	2021
3	Котельная Солнечная ул., 2	уголь	0,788	2021

Проектом схемы теплоснабжения также рассматривается реконструкция неэффективных котельных и котельных, выработавших свой эксплуатационный ресурс.

Более 40% котельного оборудования котельных ГУПС «Севтеплоэнерго» составляют котлы марки НИИСТУ-5. Это угольные котлы, значительная часть которых была переведена на сжигание природного газа без проведения необходимой реконструкции при переходе с твердого на газообразное топливо. Котлы морально и физически изношены, отработали эксплуатационный ресурс и не соответствуют современным требованиям по экономическим показателям. Котлы работают с КПД, равным 65 % вместо 90 - 92 %. Перевод котлов с твердого топлива на сжигание природного газа, который горит несветящимся пламенем, привел к увеличению температуры уходящих газов, из-за отсутствия развитых конвективных поверхностей нагрева и, соответственно, к росту потерь теплоты топлива с уходящими газами. Аналогичная ситуация имеет место на котлах других марок, отработавших эксплуатационный ресурс. Все котлы с КПД «брутто» ниже 85 % требуют замены на современные автоматизированные котлы с

аттестованными горелочными устройствами, обеспечивающими работу котлов с КПД не менее 92 % в диапазоне нагрузок от 30 до 100 % нагрузок.

Список котельных, предлагаемых к реконструкции с заменой морально устаревшего или выработавшего эксплуатационный ресурс оборудования, приведен в таблице 5.22.

Таблица 5.22 Котельные к реконструкции с заменой морально устаревшего или выработавшего эксплуатационный ресурс оборудования

№	Наименование мероприятия	Топливо	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Котельная Костромская ул., 14/1	газ	2,232	2020
2	Котельная Ракетная ул., 10	газ	3,35	2020
3	Котельная Терлецкого ул., 15	газ	4,3	2019
4	Котельная Строительная ул., 49а	газ	3,0	2020
5	Котельная Орловская ул., 15/1	газ	3,56	2020
6	Котельная Ленина ул., 20а	газ	5,06	2020
7	Котельная Адмирала Октябрьского ул., 19 строение 8	газ	3,6	2019
8	Котельная Толстого ул., 21а	газ	1,674	2019
9	Котельная Руднева ул., 6	газ	2,232	2019
10	Котельная Степаненко ул, 5	газ	3,126	2019-2022
11	Котельная Кирова ул., 28а	газ	2,232	2019-2022
12	Котельная Гоголя ул., 22в	газ	4,464	2019-2022
13	Котельная Новикова пер., 12г	газ	3,9	2019-2022
14	Котельная 4-я Бастионная ул., 27б	газ	2,4	2019-2022
15	Котельная Мира ул., 5	газ	2,914	2019-2022
16	Котельная Володарского ул., 19	газ	6,23	2019-2022
17	Котельная Аксютинна ул., 37б	газ	8,232	2019-2022
18	Котельная Дальнее село, 17	газ	1,116	2019-2022
19	Котельная Курчатова ул., 7 (Голландия нижняя)	газ	3,982	2019-2022
20	Котельная Гранатная ул., 1/1	газ	1,116	2019-2022
21	Котельная Куйбышевская ул., 1б	газ	1,116	2019-2022
22	Котельная Гагарина ул., 17в/1	газ	1,457	2019-2022
23	Котельная Переяславская ул., 80	газ	0,6	2019-2022
24	Котельная Горпищенко ул., 2	уголь	0,97	2019

В целях повышения надежности теплоснабжения проектом схемы предлагается к рассмотрению реконструкция котельных, встроенных в жилые здания, с вынесением теплогенерирующего оборудования за пределы зданий. Список таких котельных представлен в таблице 5.23.

Таблица 5.23 Котельные, встроенные в жилые здания, предлагаемые к реконструкции

№	Наименование мероприятия	Топливо	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 40 по ул. Розы Люксембург	газ	2,4	2019
2	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 21 по ул. Героев Севастополя	газ	2,8	2019
3	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 47 по ул. Ленина	газ	1,14	2019
4	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 52 по ул. Ленина	газ	2,5	2019
5	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 13 по проспекту Нахимова	газ	3,9	2019
6	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 3 по ул. Одесская	газ	2,6	2019
7	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 4 по ул. Суворова	газ	1,0	2019
8	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 52 по ул. Розы Люксембург	газ	3,6	2019
9	Реконструкция котельной, встроенной в жилой дом № 24 по ул. Большая Морская	газ	2,9	2020

Помимо основных мероприятий, обозначенных выше, предполагается реконструкция двух котельных с увеличением зон их действия путем включения в них зон действия существующих источников тепловой энергии (таблица 5.24).

Таблица 5.24 Котельные к реконструкции с расширением зоны их действия

№	Наименование мероприятия	Мероприятие по расширению зоны действия	Мероприятия по реконструкции источника	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Камышовое шоссе, 16	Переключение потребителей котельной «Камышовое шоссе, 29/2»	Строительство новой котельной с переходом на сжигание газа вместо угля	0,386	2019-2022
2	Коммунистическая ул., 40 строение 11	Переключение потребителей котельной «Коммунистическая ул., 34»	Строительство новой котельной	10,3	2020

Дополнительно запланированы реконструкции трех котельных с переключением тепловой нагрузки на новые блочно-модульные котельные (таблица 5.25).

Таблица 5.25 Котельные к реконструкции с переключением тепловой нагрузки на новые блочно-модульные котельные

№	Наименование мероприятия	Мероприятие по расширению зоны действия	Мероприятия по реконструкции источника	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Срок реализации
1	Коммунистическая, 40	Переключение потребителей котельной «Коммунистическая ул., 40 строение 11»	Строительство новой котельной	10,3	2020
2	Мекензиевые горы	Переключение потребителей котельной «Мекензиевые горы (РТП)»	Строительство новой котельной с переходом на сжигание газа вместо угля	0,93	2019
3	Фронтное	Переключение потребителей котельной «345 Дивизии ул., 37а (с. Фронтное)»	Строительство новой котельной с переходом на сжигание газа вместо угля	0,93	2020

#### 5.4 Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований города Севастополь с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Информация по наличию выполненных схем теплоснабжения представлена в таблице 5.26.

Таблица 5.26 Информация о наличии выполненных схем теплоснабжения г. Севастополь.

Наименование муниципального образования	Реквизиты нормативно-правового акта, утверждающего схему	Ссылка на размещение схемы	Статус актуализации
Город Севастополь	Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №877	<a href="https://sev.gov.ru/docs/250/61590/">https://sev.gov.ru/docs/250/61590/</a>	Утверждена 11.10.2018

В настоящий момент ранее утвержденная схема проходит актуализацию (до 2034 года).

Описание сценариев развития системы теплоснабжения с указанием новых объектов приведено в разделе 5.3.

### **5.5 Разработанные предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований г. Севастополя с учетом максимального развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей)**

В рамках утвержденной и актуализируемой схем теплоснабжения строительство новых источников тепловой энергии, функционирующих на базе ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием из работы действующих котельных, в городе не планируется.

### **5.6 Разработанные предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепло с высокой эффективностью топливоиспользования**

Утвержденной и актуализируемой схемами теплоснабжения не предусматривается перевод на парогазовый цикл действующей ТЭЦ. Как было указано ранее, наиболее целесообразным сценарием развития в утвержденной и актуализируемой схемах теплоснабжения является вариант с выводом существующего оборудования Севастопольской ТЭЦ из эксплуатации.

Необходимо отметить, что предлагаемые мероприятия по замещению тепловой мощности Севастопольской ТЭЦ – реконструкция ЦТП в зоне действия станции со строительством новых блочно-модульных котельных – не приведут к снижению надежности теплоснабжения.

### **5.7 Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, предложения по реконструкции, модернизации ТЭЦ, котельных, их размещению**

В базовом сценарии развития электроэнергетики г. Севастополя сооружение дополнительных источников электроэнергии не планируется.

Для г. Севастополя рассматриваются два варианта прогноза потребления электрической энергии и мощности: базовый и умеренно-оптимистический.

Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для базового варианта развития приведены в таблице 5.27.

Таблица 5.27 Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для базового варианта развития

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Максимум нагрузки, МВт	283	329	335	337	339	341
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность	412,19	663,64	663,64	663,64	663,64	663,64
Располагаемая мощность	271,2	524,97	524,97	524,97	524,97	524,97

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	11,8	-195,97	-189,97	-187,97	-185,97	-183,97

Таким образом, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности энергорайона г. Севастополь складывается с избытком. Выдача электрической мощности происходит в сеть энергосистемы Республики Крым от Балаклавской ТЭС. Величина выдачи мощности к 2023 году снижается, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергорайона г. Севастополь (прирост на 58 МВт с 2018 по 2023 гг.).

Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического варианта развития приведены в таблице 5.28.

Таблица 5.28 Перспективные балансы мощности энергорайона г. Севастополь для умеренно-оптимистического вариант развития

Наименование показателей	2018 г. (отчет)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>ПОТРЕБНОСТЬ</b>						
Максимум нагрузки, МВт	283	334	345	351	358	364
<b>ПОКРЫТИЕ</b>						
Установленная мощность	412,19	663,64	663,64	663,64	663,64	663,64
Располагаемая мощность	271,2	524,97	524,97	524,97	524,97	524,97
Сальдо перетоков ("+" дефицит - получение, "-" избыток - выдача)	11,8	-190,97	-179,97	-173,97	-166,97	-160,97

Таким образом, в рассматриваемом перспективном периоде баланс мощности энергорайона г. Севастополь при развитии энергорайона по умеренно-оптимистическому сценарию складывается с выдачей мощности в соседние энергорайоны Крымской энергосистемы за счет выработки мощности Балаклавской ТЭС. Величина выдачи мощности снижается, что обусловлено ростом нагрузки потребителей энергорайона г. Севастополь (прирост на 81 МВт с 2018 по 2023 гг.). Прирост нагрузки по умеренно-оптимистическому прогнозу к 2023 году на 23 МВт выше прироста нагрузки по базовому прогнозу.

Реконструкция отдельных котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле не планируется, так как после строительства ПГУ Балаклавской ТЭС потребность в электрической энергии для города Севастополя не является приоритетной. Кроме того, реконструкция отдельных котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле не целесообразна по условиям защиты уникальной окружающей среды города Севастополя от выбросов вредных веществ в атмосферу (CO, CO<sub>2</sub>).

### **5.8 Предложения по рекомендуемой структуре генерирующих мощностей**

Схемой теплоснабжения г. Севастополя не планируется изменения существующей структуры теплогенерирующих мощностей.

### **5.9 Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории города Севастополь на период разработки СиПР**

В части развития теплосетевого хозяйства планируется перекладка ветхих сетей и строительство новых участков для переключения и подключения нагрузок по существующим и перспективным источникам.

### **5.10 Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), газопоршневых ТЭЦ с когенерацией и других источников энергии, а также мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению на территории города Севастополь.**

Потенциал развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), газопоршневых ТЭЦ с когенерацией и других источников энергии, а также мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению на территории города Севастополь описаны в разделе 4.5.

### **5.11 Мероприятия по строительству новых источников, реконструкции, технического перевооружения и модернизации системы теплоснабжения города Севастополь.**

В таблицах 5.29 – 5.30 представлена сводная информация о мероприятиях по строительству новых источников, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации системы теплоснабжения города. Данные были предоставлены ГУПС «Севтеплоэнерго» при разработке схемы и программы развития электроэнергетики энергорайона г. Севастополь на период 2019-2023 гг.

Таблица 5.29 Мероприятия по строительству новых источников, реконструкции, технического перевооружения и модернизации системы теплоснабжения

№ п/п	Мероприятие	Период реализации	Характеристика
1	Реконструкция ЦТП в зоне действия Севастопольской ТЭЦ с установкой блочно-модульных водогрейных котельных (Георгиевская балка, ул. Межинского, 6а (ЦТП 63), ул. Нефтяная (ЦТП 72, 73, 74), пос. ГРЭС (ЦТП ГРЭС), ул. Жидилова (ЦТП 71), ул. Паршина (ЦТП 60, 75), ул. Семипалатинская (ЦТП 64, 68), пр. Победы (ЦТП 66, 69, 70))	2019-2022	Тепловая мощность = 65,7 МВт (56,5 Гкал/ч)
2	Отказ от использования котельной «Муссон» для теплоснабжения потребителей жилого и общественно-делового сектора за пределами завода ПАО «Муссон», для чего должны быть построены 9 блочно-модульных газовых котельных, из которых 5 строятся на базе существующих ЦТП 21,22, 27, 28 и 42 (ул. Вакуленчука, д. 5а (ЦТП-21); ул. Вакуленчука, д. 23а (ЦТП-22), ул. Космодемьянской, д. 6а (ЦТП-27), ул. Вакуленчука, д. 16а (ЦТП-28), ул. Сладкова, д. 67 (ЦТП-42), ул. Пожарова, в Студгородке, ул. Вакуленчука № 1, ул. Вакуленчука № 2)	2019-2022	Тепловая мощность = 50,7 МВт (43,6 Гкал/ч)
3	Реконструкция 11 ЦТП (ул. Молодых Строителей, 21а (ЦТП-51), ул. Шевченко, 5б (ЦТП-45), ул. Шевченко, 23б (ЦТП-49), ул. Маринеско, 21а (ЦТП-52), ул. Степаняна, 7/1 (ЦТП-34), ул. Адмирала Фадеева, 25/1 (ЦТП-39), ул. Г. Острякова, д. 185а (ЦТП 91), ул. Хрусталева, 61а (ЦТП 10), ул. Г. Подводников, 5 (ЦТП-24), ул. Дыбенко, 18а (ЦТП-25), БМК ул. Симонок, 46 (ЦТП-65)) и 1 НС(ул. Нестерова, 28Б (НС)) ГУПС «Севтеплоэнерго» с установкой блочно-модульных газовых котельных в зоне действия котельных «ул. Рыбаков, 1», «ул. Хрусталева, 66а», «ул. Ерошенко, 17а», «ул. Михайловская, 5а», «Авиаторов»	2019-2020	Тепловая мощность = 104.2 МВт (89,6 Гкал/ч)
4	Перевод 22 угольных и мазутных котельных на газ («ул. Каштановая, 5а»; «Крепостное шоссе, 16»; «ул. Междурядная, 25»; «пер. Новикова, 24А»; «с. Хмельницкое, ул. Большевистская, 60»; «с. Андреевка, ул. Центральная, 43А»; «с.Верхнесадовое, ул. Паршина, 29»; «с. Верхнесадовое, ул. Севастопольская, 92»; «с. Верхнесадовое, ул. Титова, 63»; «с. Поворотное, ул. Валиева, 42»; «ул. Речная, 8»; «п. Солнечное, ул. Андреевская, 27»; «ул. Охотская, д. 52»; «Школа № 42»; «3-я Городская больница»; «с. Андреевка. Ул. Майская, 21»; «ул. Челюскинцев, 47»; «ул. Симонок, 6»; «ул. Шелковичная, 14»; «ул. Мурманская, 2»; «с Родное, ул. Школьная, 6а»; «с. Передовое, ул. Магсумова, 2»)	2019-2022	Тепловая мощность = 23,0 МВт (19,8 Гкал/ч), прокладка тепловых сетей - 0,5 км (в 2-х трубном исчислении)

№ п/п	Мероприятие	Период реализации	Характеристика
5	Перевод с угля на СУГ 3 котельных («с. Озерное, ул. Водоканальская, 7Б»; «с. Орлиное, ул. Пахомова, 1»; «Школа № 47, с. Орлиное, ул. Солнечная, 2»)	2019-2022	Тепловая мощность = 4,1 МВт (3,5 Гкал/ч)
6	Реконструкция угольной котельной «Мекензиевы горы» с установкой блочно-модульной газовой котельной по ул. Энергетиков	2019-2020	Тепловая мощность = 0,5 МВт (0,4 Гкал/ч)
7	Реконструкция угольной котельной «Село Фронтное» с установкой новой блочно-модульной газовой котельной	2019-2020	Тепловая мощность = 0,9 МВт (0,8 Гкал/ч)
8	Реконструкция 24 котельных, выработавших эксплуатационный ресурс («ул. Костромская, д. 14/1»; «ул. Ракетная, д. 10»; «ул. Терлецкого, д.15»; «ул. Строительная, д. 49»; «ул. Орловская, д. 15/1»; «ул. Ленина, д. 20а», «ул. Горпищенко, д. 2», «пл. Восставших, д.2», «ул. Л.Толстого, д.21а», «ул. Руднева, д.6», «ул. Степаненко, д.5», «ул. Кирова, д.28а», «ул. Гоголя, д.22в», «ул. Новикова, 12г», «ул. 4-я Бастионная, д.27б», «9-я горбольница, ул. Мира, 5», «ул. Володарского, д.19», «ул. Аксютина, д.37б», «ВИР, с. Дальнее, 17», «Нижняя Голландия», «ул. Гранатная, 1/1», «ул. Куйбышевская, д.1б», «пр. Гагарина, 17в1», «ул. Переяславская, д.80»)	2019-2022	Тепловая мощность = 84,7 МВт (72,8 Гкал/ч)
9	Реконструкция 9 котельных, встроенных в жилые здания, с вынесением теплогенерирующего оборудования за пределы зданий («ул. Розы Люксембург, 40», «ул. Героев Севастополя, 21», «ул. Ленина, 47», «ул. Ленина, 52», «пр-кт Нахимова, 13», «ул. Одесская, 3», «ул. Суворова, 4», «ул. Розы Люксембург, 52», «ул. Большая Морская, 24»)	2019-2020	Тепловая мощность = 26,5 МВт (22,8 Гкал/ч)
10	Реконструкция котельных, насосных станций и ЦТП с переводом их на автоматизированное дистанционное управление	2020-2024	-
11	Строительство новых блочно-модульных газовых котельных («кот. в районе ул. Коммунистическая, 40», «кот. (школа, ФОК, детсад) по ул. Шевченко», «кот. на западном берегу бухты Казачья», «кот. в районе пр. Античный», «кот. новой школы на 720 мест (бывшей школы-коллегиума) в бухте Омега», «кот. в районе ул. Симонка», «кот. в мкр. Радиогорка», «кот. психоневрологического интерната в районе ул. Горпищенко», «кот. нового детского сада по ул. Горпищенко», «кот. в районе ул. Генерала Мельника», «кот. в районе ул. Сапунгорская», «кот. в районе ул. Хрусталева-пр. Генерала Острякова, 5 км», «кот. нового детского сада в Балаклаве», «кот. в районе Камышовое шоссе (Фиолентовское шоссе, 15)», «кот.	2019-2032	Тепловая мощность = 120,0 МВт (103,2 Гкал/ч), прокладка тепловых сетей в объеме 5,4 км (в 2-х трубном исчислении)

№ п/п	Мероприятие	Период реализации	Характеристика
	<p>в районе ул. Героев Бреста», «кот. в районе ТКЦ «Колизей», «кот. в районе ул. Колчака», «кот. в районе театр танца», «кот. в районе Наркологической поликлиники», «кот. в районе Стрелецкий спуск, 1», «кот. в районе пл. Ушакова», «кот. в районе просп. Генерала Острякова, 5 км», «кот. в районе ул. Петра Ситникова, 3», «кот. в районе ФОК в с. Терновка», «кот. в районе с. Гончарное», «кот. в районе ул. Кедровая, 11 (с. Орлиное)», «кот. в районе Комплекса зданий для реконструкции и обслуживания объектов базы отдыха «Пальмида», «кот. в районе ул. Челюскинцев, 115», «кот. в районе ФОК в с. Верхнесадовом», «кот. Многоквартирный жилой дом, ул. Степаняна, 2а, корпус 4», «кот. Многоквартирный жилой дом, ул. Степаняна, 2а, корпус 2», «кот. Многоквартирный жилой дом, ул. Степаняна, 2а, корпус 3», «кот. Многоквартирный жилой дом, ул. Степаняна, 2а, корпус 4», «кот. Многоквартирный жилой дом, ул. Степаняна, 2а, корпус 6», «кот. Многоквартирный жилой дом по ул. Рыбацкий причал, ЖК «Марина делюкс», этап 1», «кот. Многоквартирный жилой дом по ул. Рыбацкий причал, ЖК «Марина делюкс», этап 2», «кот. Многоквартирный жилой дом по ул. Рыбацкий причал, ЖК «Марина делюкс», этап 3», «кот. Многоквартирный жилой дом по ул. Рыбацкий причал, ЖК «Марина делюкс», этап 4», «кот. Многоквартирный жилой дом по ул. Рыбацкий причал, ЖК «Марина делюкс», этап 5»; "кот. в районе ул. Гавена, 7», «кот. в районе ул. Горпищенко, 2», «кот. на художественную школу в районе Красного спуска/Троллейбусного спуска», «кот. в районе балки Сарандинаки», «кот. на плавательный бассейн международного класса напротив Фиолентовского шоссе, 2-А», «кот. в районе пл. Восставших, 2», «кот. в районе ул. Леваневского, 25», «кот. в районе ул. Могилевская, 16», «кот. в Балаклавском районе, 7км») и тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок</p>		
12	Строительство ИТП в домах, не обеспеченных горячим водоснабжением	2019-2032	2197 ед.
13	Реконструкция тепловых сетей с целью повышения надежности теплоснабжения	2019-2032	Прокладка тепловых сетей в объеме 306 км (в 2-х трубном исчислении)
14	Установка приборов учета тепловой энергии у потребителей	2019-2019	-
15	Установка узлов учета газа на котельных	2019-2019	-

В таблице 5.30 приведены более подробные сведения по строящимся и реконструируемым котельным ГУПС «Севтеплоэнерго» в горизонте до 2022 года.

Таблица 5.30 Мероприятия по строительству и реконструкции источников теплоснабжения ГУПС «Севтеплоэнерго» до 2022 года

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
1	Разработка основных технических решений и обоснование инвестиций в существующей зоне действия Севастопольской ТЭЦ	56,6	800	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
2	Разработка основных технических решений и обоснование инвестиций в существующей зоне действия котельной Муссон	45	650	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
3	Реконструкция котельной ул. Адмирала Октябрьского, д.19, строение 8	5	40	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
4	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Руднева, 6	2,4	15	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
5	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Надеждинцев, 15, 3-я Горбольница	1,75	30	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
6	Техническое перевооружение котельной ул. Л. Толстого, 21-а	2,84	15	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
7	Коммунистическая, д.40, строение 11 (строительство источника ТС)	9,374	100	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
8	Строительство котельной в пгт. Кача	12,4	50	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
9	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Горпищенко, 2	1,223	12	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
10	Техпервооружение котельной «Камышовое шоссе, 16» с подключением потребителей котельной «Камышовое шоссе, 29»	0,43	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной
11	Фиолентовское шоссе 15 (Строительство БМК на газообразном топливе)	19,679	380	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной
12	Строительство блочно-модульной котельной на ул. Шевченко	2,362	44	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
13	Строительство блочно-модульной котельной в Ленинском районе, ул. Хрусталева- пр. Генерала Острякова-5 км	2,257855	44	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной
14	Строительство блочно-модульной котельной Леваневского	5	75	2019-2022 гг.	строительство новых блочно-модульных котельных вместо существующего крупного источника теплоснабжения (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
15	Строительство блочно-модульной котельной 7 км, Балаклавский район	9	210	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной
16	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Речная, 8	0,189	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
17	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Каштановая, 5а	0,607	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
18	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе котельной Крепостное шоссе	0,516	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
19	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Междурядная, 25	0,49	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
					нагрузкой)
20	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Хмельницкое в районе ул. Большевистская, 60	0,188	2	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
21	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Поворотное в районе ул. Валиева	0,18	2	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
22	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Орлиное в районе ул. Пахомова, 1	1,34	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
23	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Орлиное в районе ул. Солнечная, 2	0,685	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
24	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе пер. Новикова, 24а	1,223	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
25	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Верхнесадовое в районе ул. Севастопольская, 92	1,39	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
26	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Верхнесадовое в районе ул. Титова, 63	0,21	2	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
27	Строительство газовой блочно-модульной котельной в п. Солнечное в районе ул. Андреевская, 27	1,315	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
28	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Верхнесадовое в районе ул. Паршина, 29	0,506	5	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
29	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Озерное в районе ул. Водоканальская, 76	0,69	7	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
30	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Андреевка в районе ул. Центральная, 43-а	2,916	30	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
31	Строительство газовой котельной школы №52 с. Верхнесадовое, ул. Паршина, 14 (входит нагрузка котельной в с. Верхнесадовое в районе ул. Паршина, 29)	0,893	8	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
32	Строительство газовой котельной детского сада №81. С. Андреевка. Ул. Майская, 41.	0,172	2	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
33	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Челюскинцев, 47	1,9	30	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
34	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Симонок, 6	0,337	4	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
35	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Шелковичная, 14	0,202	3	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
36	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Мурманская, 2	0,21	2	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
37	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Андреевка в районе ул. Центральная, 43	0,344	3	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
38	Строительство газовой блочно-	6,02	30	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
	модульной котельной в пос. Нижняя Голландия				котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
39	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. 4-я Бастионная, 27б	2,415	15	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
40	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Дальнее, ВИР, 17	1,315	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
41	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Гранатная, 1/1	0,351	3	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
42	Строительство газовой блочно – модульной котельной в районе ул. Куйбышевская, 1б	1,223	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
43	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Гагарина, 17в	1,368	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
44	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул.	4,76	15	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом

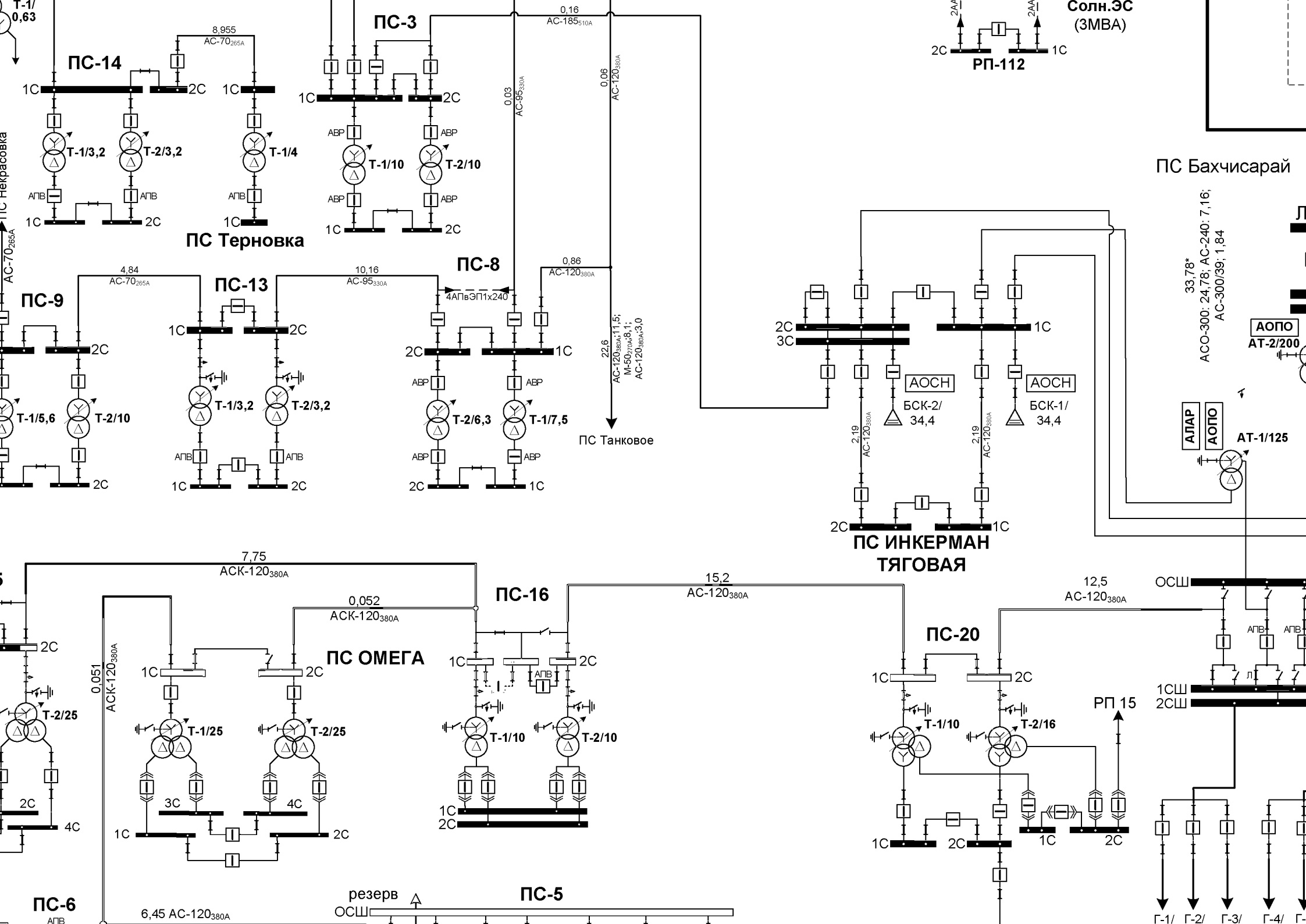
№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
	Гоголя, 22в				ранее подключенной электрической нагрузкой)
45	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Аксютина, 37б	6,45	20	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
46	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Володарского, 19	6,56	25	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
47	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Кирова, 28а	4,35	20	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
48	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Мира,5	6,15	25	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
49	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Новикова, 12г	5,209	20	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
50	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Степаненко, 5а	4,35	20	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической

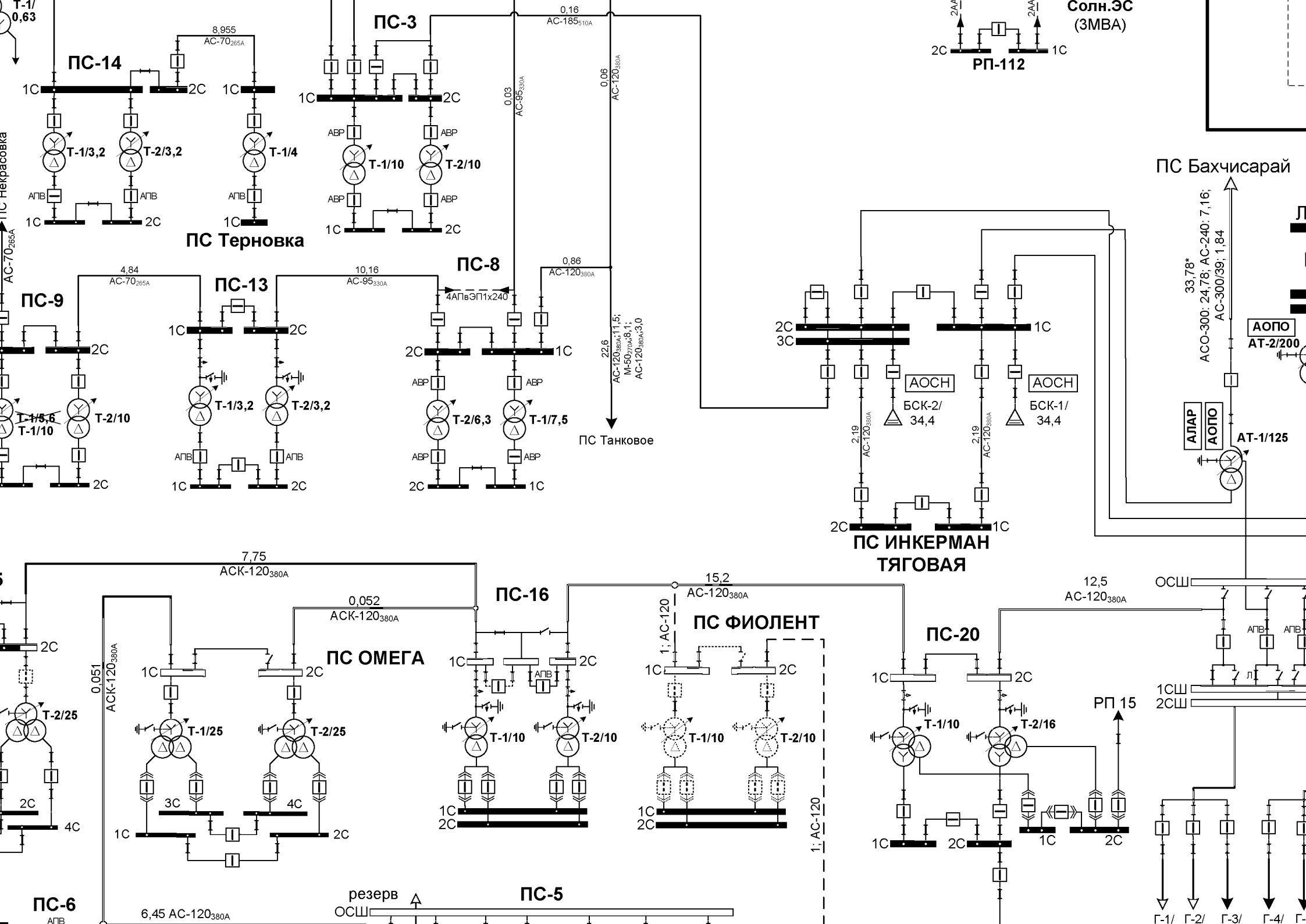
№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
					нагрузкой)
51	Строительство газовой блочно-модульной котельной по ул. Родионова, 9	1,368	5	2019-2022 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
52	Строительство газовой блочно-модульной котельной в районе ул. Переяславская, 18г	0,531	10	2019-2022 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
53	Строительство газовой модульной котельной по ул. Охотская, 52	0,33	3	2018-2022 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
54	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Героев Севастополя, 21	3,14	15	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
55	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Ленина, 52	2,65	15	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
56	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул.Ленина,47	1,37	10	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
57	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по пр.	4,23	15	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической

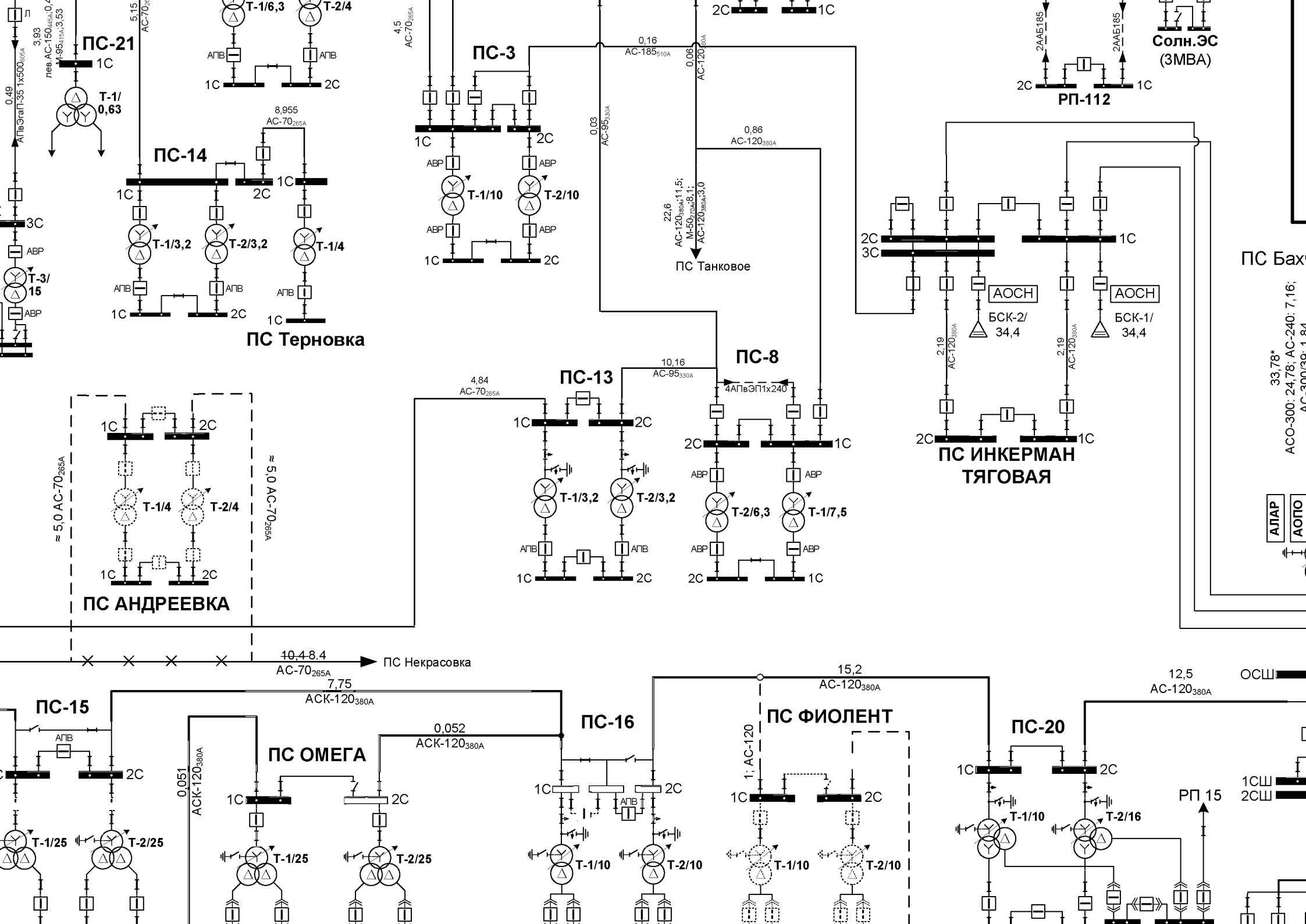
№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
	Нахимова, 13				нагрузкой)
58	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Одесская, 3	3	10	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
59	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Суворова, 4	0,8	10	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
60	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Розы Люксембург, 52	3,11	10	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
61	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Большая Морская, 24	3,1	15	2019-2020 гг.	строительство новой блочно-модульной котельной вместо существующей (с учетом ранее подключенной электрической нагрузкой)
62	Реконструкция ЦТП - 34 с установкой БМК, ул. Степаняна, 7/1 в Камышовой бухте, ул. Рыбаков, 1	3,43	40	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
63	Строительство газовой блочно-модульной котельной по ул. Терлецкого, 15	6,02	20	2018-2019 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
64	Строительство газовой блочно-модульной котельной в с. Фронтное	0,688	25	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
	(школа № 55)				
65	Строительство газовой модульной котельной вместо существующей, встроенной в жилой дом по ул. Розы Люксембург, 40	2,58	60	2018-2019 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
66	Строительство газовой блочно-модульной котельной на Мекензиевых горах по ул. Энергетиков	1,12	15	2018-2019 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
67	Реконструкция центрального теплового пункта-51 с установкой блочно-модульной водогрейной котельной, ул. Молодых Строителей, 21-а в г. Севастополе (мощность 7,12 Гкал/час)	7,12	86	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
68	Реконструкция центрального теплового пункта - 45 с установкой блочно-модульной котельной, ул. Шевченко, 5-б от котельной в бухте Камышовой по ул. Рыбаков, 1	9,46	48	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
69	Реконструкция центрального теплового пункта - 49 с установкой блочно-модульной котельной ул. Шевченко, 23-б от котельной в Камышовой бухте, ул. Рыбаков, 1	6,71	40	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»

№	Объект	Тепловая мощность источника тепла, с учетом перспективных потребителей, Гкал/час	Ориентировочная потребность в доп. электрической мощности перспективных источников тепла, кВт	Планируемый срок строительства объекта по схеме теплоснабжения	Описание
70	Реконструкция ЦТП - 52 с установкой БМК, ул. Маринеско, 21-а в Камышовой бухте, ул. Рыбаков, 1	8,68	121	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
71	Реконструкция центрального теплового пункта - 39 с установкой блочно-модульной котельной ул. Адмирала Фадеева, 25/1 от котельной в Камышовой бухте, ул. Рыбаков, 1	10,834	40	2019-2020 гг.	Выданы ТУ от ООО «Севастопольэнерго»
	<b>Итого</b>	<b>322,6</b>	<b>3476</b>		







ПС №12



ООО "С.Энерджи-Севастополь"

Севастопольская ТЭЦ

ПС №2

ПС №19



ПС №1



ПС Инкерман-тяг

ПС №17



ПС №21



ПС Севастополь

Севастопольская МГТЭС



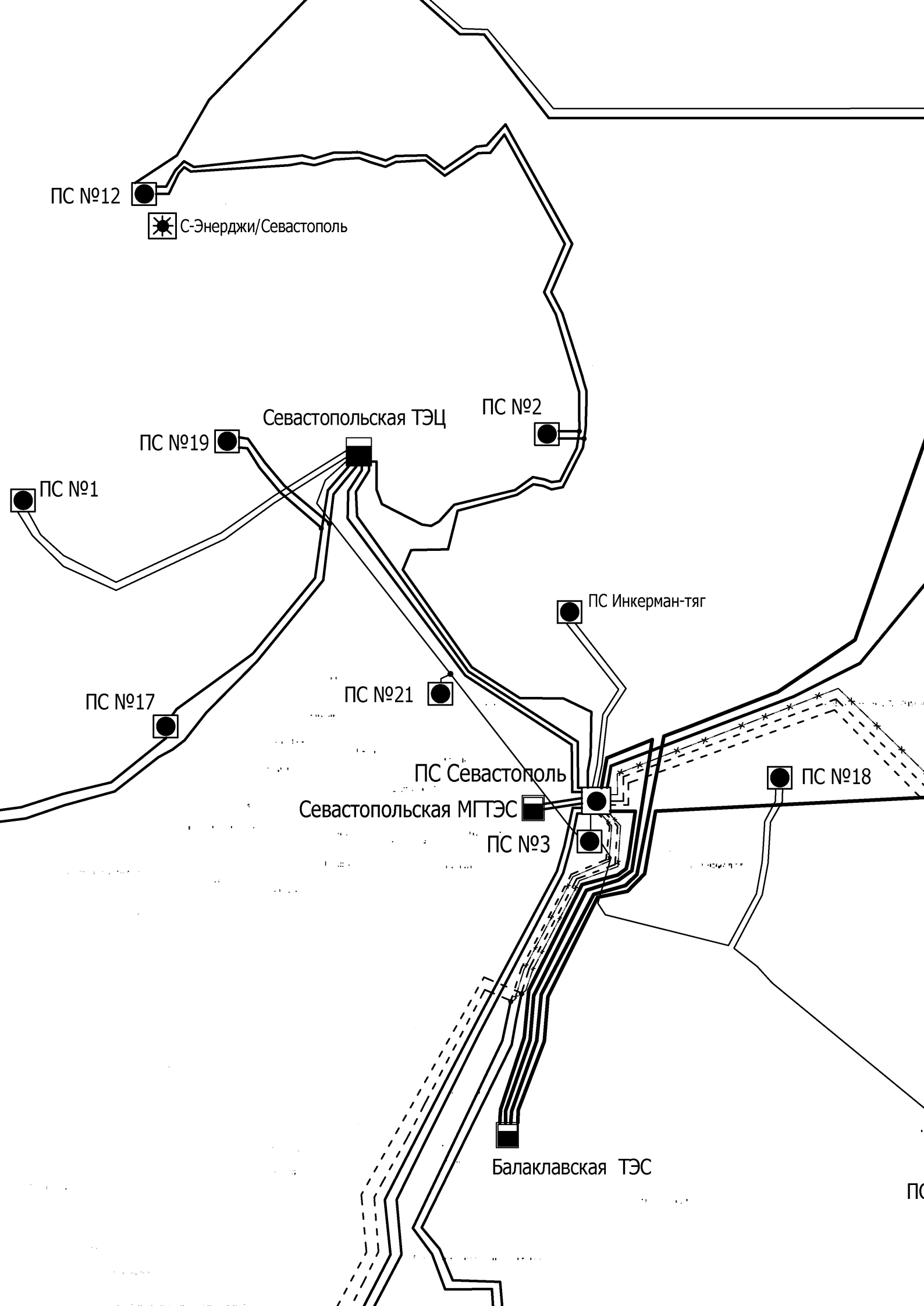
ПС №3



ПС №18



Балаклавская ТЭС



ПС №12

С-Энерджи/Севастополь

Севастопольская ТЭЦ

ПС №2

ПС №19

ПС №1

ПС Инкерман-тяг

ПС №17

ПС №21

ПС Севастополь

ПС №18

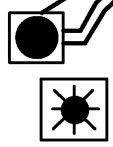
Севастопольская МГТЭС

ПС №3

Балаклавская ТЭС

ПС

ПС №12



ООО "С.Энерджи-Севастополь"

Севастопольская

ТЭЦ



ПС Нахимовская

ПС №19



ПС №2



ПС №1



ПС Инкерман-тяг



ПС №17



ПС №21



ПС Севастополь

Севастопольская МГТЭС

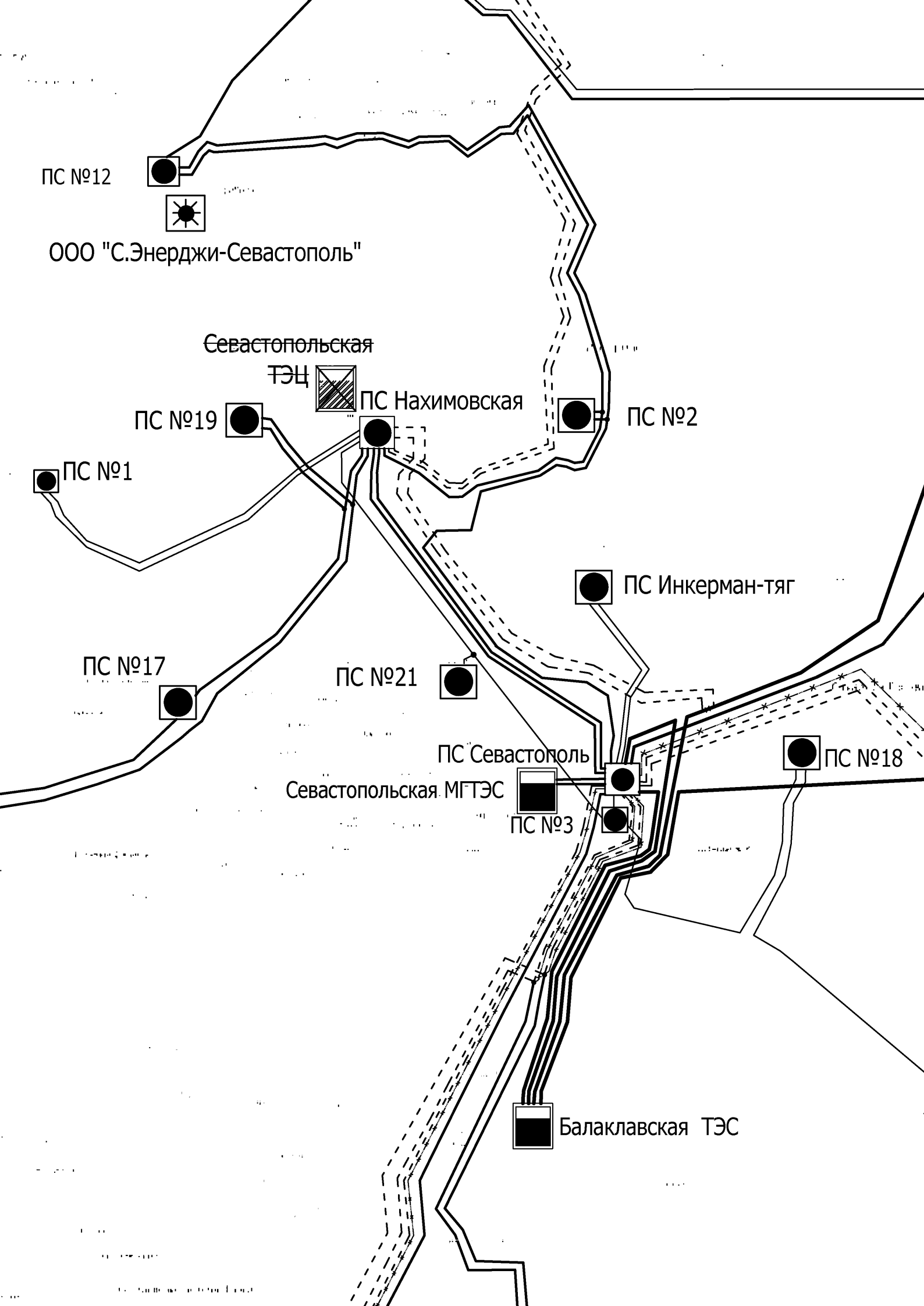
ПС №3



ПС №18



Балаклавская ТЭС



		ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	
--	--	---	----	-----	------	----	-----	------	----	-----	------	----	-----	------	----	-----	------	----	-----	------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	--

г), выявленных по результатам анализа текущего состояния электроэнергетики энергорайона г. Севастополь

интегрированной съем ее отпайками 110 кВ ПС-11 – ПС- 110 кВ проводом с да АС-240, с отпайкой на ПС-4 и С-4	ПИР (2019), СМР (2021)	14 км, АС-240							14										14	0	0	45,5	98,27	163,13			306,9	ООО «С		
секционного ления в транзит 1С и	2021																										52,72		52,72	ООО "С
Севастополь, на ПС-12 для СМВ 110 на ПС 110	2020																		0	0	0		3,49				3,49		3,49	ГУП ГУПС ООО "С
ностью 6,3 МВА на	2021	10 МВА																	0	10	0		15,28	15,91			31,19		31,19	ООО "С
остью 5,6 МВА на	2021	10 МВА																	0	10	0		15,28	15,91			31,19		31,19	ООО "С
Севастополь – ПС- и с маркой провода зигных подстанций, их, а также с ь на одну линейную рой цепи оль - ПС-10)	2020	21,8 (участок от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС- 10);																	21,8	0	0	81,19	337,74				418,93		418,93	АО

ического присоединения новых потребителей

кой двух 10 МВА каждый, со Фиолент до ВЛ 110 С-5	2020	2х1 км, 2х10 МВА *(2х16) МВА																	2	20	0	160,65	167,08				327,73		327,73	ООО "С
---	------	------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	----	---	--------	--------	--	--	--	--------	--	--------	--------

ни строительства ПС 110 кВ Фиолент с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый позволит перевести часть нагрузки ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент, и замена Т2 на ПС-7 не потребует

ПС-11 будет выбран на этапе ПИР.

	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			Итого			287	695	195	0	0	1177	
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар							
	0,0	0,0	0,0	23,8	20,0	0,0	14,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,8	20,0	0,0	287,3	664,3	163,1	0,0	0,0	1114,8	
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	30,6	31,8	0,0	0,0	62,4

	(в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	млн. руб. с НДС	
выявленных по результатам анализа текущего состояния электроэнергетики энергорайона г. Севастополь																										
очной протяженностью 110 кВ Севастополь – ровода на участках ностью не менее, чем у ль – ПС-11 с отпайкой а ПС-4	ПИР (2019), СМР (2021)	14 км, АС-240						14									14	0	0	45,5	98,27	163,13			306,9	ООО "Севастопольэнергосбыт"
онного выключателя 110 кВ**	2021																					57,72			57,72	ООО "Севастопольэнергосбыт"
поль, Севастопольской ия возможности	2020																0	0	0		3,49				3,49	ГУП РК "Крымэнергосбыт", ГУПС "Севтеплоэнергосбыт", ООО "Севастопольэнергосбыт"
о 6,3 МВА на	2021	10 МВА							10								0	10	0		15,28	15,91			31,19	ООО "Севастопольэнергосбыт"
5,6 МВА на	2021	10 МВА							10								0	10	0		15,28	15,91			31,19	ООО "Севастопольэнергосбыт"
гополь – ПС-10 – Заря – а АС-240 и иий, с заменой ирением ОРУ 110 кВ авода на ПС 330 кВ на участке Севастополь -	2020	21,8 (участок от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10);															21,8	0	0	81,19	337,74				418,93	АО "Крымэнерго"
ванием	2023	2х1х5км; 2х200												10	400		10	400	0					1844,26	1844,26	
ем ПС 110 кВ Новая	2023	1х2х27км; 2х16												54	32		54	32	0					853,49	853,49	ООО "Севастопольэнергосбыт"

кого присоединения новых потребителей																										
двух трансформаторов ительностью двух ЛЭП С-16 и ВЛ 110 кВ	2020	2х1 км, 2х10 МВА *(2х16) МВА															2	20	0	160,65	167,08				327,73	ООО "Севастопольэнергосбыт"
двух ЛЭП 35 кВ от	2020	2х1 км, 2х4 МВА															2	8	0	68,78	71,53				140,31	ООО "Севастопольэнергосбыт"
	2020	21,4 км															21,4	0	0	27,65	28,75				56,4	ООО "Севастопольэнергосбыт"
	2020																0	0	0		0,07				0,07	ГУП РК "Крымэнерго"

ительства ПС 110 кВ Фиолент с установкой на ней двух силовых трансформаторов мощностью по 16 МВА каждый появится возможность перевода части нагрузки ПС-7 на питание от ПС 110 кВ Фиолент, и замена Т2 на ПС-7 не потребуетс  
будет выбран на этапе ПИР.  
определения источника финансирования

	2019 г.			2020 г.			2021 г.			2022 г.			2023 г.			Итого			315	724	195	0	2698	3931		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар								
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	400	0	10	400	0	0	0	0	1844	1844
	0,0	0,0	0,0	45,2	20,0	0,0	14,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,0	32,0	0,0	113,2	52,0	0,0	315,0	693,1	163,1	0,0	853,5	2024,7		
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	30,6	31,8	0,0	0,0	62,5	