



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОД-КУРОРТ АНАПА НА ПЕРИОД С 2025 ДО 2042 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2027 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 1

**СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ
И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Анапа, 2026 год

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ	7
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	7
1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	11
1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	11
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации	13
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО.....	17
1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО.....	18
1.5. Зоны действия производственных котельных	18
1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения	19
1.7. Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения23	
2. Источники ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	24
2.1 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за ретроспективный период	24
2.2 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	24
2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	30
2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности 30	
2.5 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	32
2.6 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	35
2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	35
2.8 Среднегодовая загрузка оборудования.....	36
2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	37
2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 38	
2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	38
2.12 Проектный и установленный режим котельных	38
2.13 Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения.....	39
3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ	46
3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за базовый период.....	46

3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект, с выделением сетей горячего водоснабжения.....	50
3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	56
3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки	68
3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	125
3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	125
3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	125
3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	126
3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	127
3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2021-2025 гг.	128
3.11. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2021-2025 гг.	130
3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	130
3.12.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями, на территории МО город-курорт Анапа	131
3.13. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	136
3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	138
3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние три года.....	141
3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	145
3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	145
3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	145
3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	146
3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	146
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	147
3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	152
4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	154

4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за базовый период	154
4.2. Зоны действия источников тепловой энергии	154
5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	171
5.1 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	171
5.2 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	172
5.3 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	174
5.4 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	183
5.5 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	184
5.6 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	185
5.7 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	187
6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	189
6.1. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за базовый период.....	189
6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	189
6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии	203
6.4. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю	207
6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	208
6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	209
7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	210
7.1. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию за базовый период	210
7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем	

теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	210
7.3. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	215
8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	216
8.1. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период	216
8.2. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	216
8.3. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	219
8.4. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	220
8.5. Описание использования местных видов топлива	221
8.6. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	221
8.7. Описание преобладающего вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городском округе	221
8.8. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального образования	221
9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	222
9.1. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период	222
9.2. Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	222
9.3. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	225
9.4. Частота отключений потребителей	226
9.5. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	226
9.6. Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения	227
9.7. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»	227
9.8. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	227
10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	228

10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период	228
10.2. Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования.....	228
11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	234
11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за базовый период.....	234
11.2. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации, с учетом последних трех лет	234
11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию	234
11.2.2. Утвержденные тарифы на теплоноситель	236
11.2.3. Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии	236
11.2.4. Утвержденные тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)	236
11.3. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	236
11.4. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	236
11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	236
11.6. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения, с учетом последних трех лет	237
11.7. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние три года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	237
12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	238
12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших за базовый период....	238
12.2. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	238
12.3. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	239
12.4. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	239
12.5. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	239
12.6. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	240

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации: адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии (рисунок П 1.1 МУ).....	15
Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)	17
Рисунок 1.3 – Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	20
Рисунок 5.1 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №1 АО «Теплоэнерго».....	177
Рисунок 5.2 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №2 АО «Теплоэнерго».....	178
Рисунок 5.3 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №3 АО «Теплоэнерго».....	179
Рисунок 5.4 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №8 АО «Теплоэнерго».....	180
Рисунок 5.5 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной АО «Краснодартеплосеть»	181

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Изменение численности населения муниципального образования за последние 10 лет	11
Таблица 1.2 – Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за 2023-2025 гг.	12
Таблица 1.3 – Перечень теплоснабжающих организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2026 г.	13
Таблица 1.4 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	14
Таблица 1.5 - Зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций города.....	16
Таблица 1.6 - Перечень систем теплоснабжения, не вошедших в зоны деятельности ЕТО утвержденной версии Схемы теплоснабжения.....	18
Таблица 1.7 - Территориальные образования МО город-курорт Анапа с индивидуальным теплоснабжением	19

Таблица 1.8 - Список объектов социально-бюджетной сферы МО город-курорт Анапа и частной собственности, имеющих котельные для собственных нужд.....	21
Таблица 1.9 - Перечень объектов теплоснабжения в составе ЕТО №1, 7 находящиеся в государственной или муниципальной собственности	23
Таблица 2.1 - Реестр изменений в составе оборудования котельных	24
Таблица 2.2 - Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации (таблица П10.1 МУ).....	25
Таблица 2.3 - Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне ЕТО за базовый период актуализации, Гкал/ч (таблица П10.2 МУ).....	31
Таблица 2.4 - Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.3 МУ).....	33
Таблица 2.5 - Способы регулирования и утвержденные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных	35
Таблица 2.6 - Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.4 МУ)	36
Таблица 2.7 – Сведения об оснащенности котельных приборами учета тепловой энергии	37
Таблица 2.8 - Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый период актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.7 МУ).....	38
Таблица 2.9 - Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО (таблица П10.8 МУ)	39
Таблица 3.1 – Сведения об изменениях в структуре тепловых сетей АО «Краснодартеплосеть».....	46
Таблица 3.2 – Сведения о теплосетевых организациях	52
Таблица 3.3 – Список объектов социально-бюджетной сферы МО город-курорт Анапа и частной собственности, имеющих котельные для собственных нужд.....	53
Таблица 3.4 – Сведения по протяженности и объёму тепловых сетей в разрезе источников тепловой энергии	55
Таблица 3.5 – Общая характеристика тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО на территории МО город-курорт Анапа (П11.1 МУ)	73
Таблица 3.6 – Нормативное время восстановления тепловой сети.....	129
Таблица 3.7 – Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа	129

Таблица 3.8 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	130
Таблица 3.9 – График испытаний на прочность и плотность тепловых сетей.....	137
Таблица 3.10 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии на 2025 год.....	141
Таблица 3.11 – Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях	142
Таблица 3.12 – Сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии	146
Таблица 3.13 - Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей на территории МО город-курорт Анапа	151
Таблица 5.1 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения, в сравнении с утвержденной версией	171
Таблица 5.2 –Спрос на тепловую мощность, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2026 г.	172
Таблица 5.3 - Спрос на тепловую мощность в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2026 г.	174
Таблица 5.4 - Сдвиг линейной функции относительно начала координат (b_0) и наклон прямой (b_1) для определения нагрузки в горячей воде, а также значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах при расчетной температуре наружного воздуха -14°C.....	175
Таблица 5.5 - Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии по состоянию на 1 января 2026 года	182
Таблица 5.6 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за базовый период актуализации	184
Таблица 5.7 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления за базовый период актуализации	185
Таблица 5.8 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление.....	186
Таблица 5.9 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение	186
Таблица 5.10 - Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению.....	187
Таблица 5.11 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	188
Таблица 6.1 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО, Гкал/ч (таблица П15.3 МУ)	189
Таблица 6.2 - Резервы/ дефициты тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии в ретроспективном периоде	203

Таблица 7.1 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии.....	216
Таблица 7.2 - Топливный баланс системы теплоснабжения за базовый период актуализации	218
Таблица 7.3 - Утвержденные нормативы ННЗТ, НЗВТ, НЭЗТ и ОНЗТ по котельным, тыс. тонн натурального топлива.....	219
Таблица 7.4 - Результаты хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации за базовый период.....	229
Таблица 7.5 - Тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N ... за ретроспективный период схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал (таблица П20.1 МУ)	235
Таблица 7.6 - Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N ... за ретроспективный период схемы теплоснабжения, тыс. Гкал (таблица П20.2 МУ).....	236
Таблица 7.8 - Анализ энергетической эффективности функционирования источников тепловой энергии за базовый период актуализации.....	241

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Настоящая Схема теплоснабжения муниципального образования города-курорта Анапа (именуемая в дальнейшем - Схема теплоснабжения) является результатом актуализации Схемы теплоснабжения муниципального образования город-курорт Анапа на период с 2025 до 2042 года.

Год актуализации настоящей Схемы теплоснабжения - 2027 г., базовый период актуализации - 2025 г.

Муниципальное образование муниципальный округ город-курорт Анапа — муниципальное образование в составе Краснодарского края России, имеющее статус муниципального округа. Расположено на территории двух административно-территориальных единиц края: Анапского района и административно-территориальной единицы, соответствующей категории города краевого подчинения Анапы.

Динамика численности населения за последние 10 лет, представленная в таблице ниже, принята по данным Федеральной службы государственной статистики.

За последние 10 лет численность населения увеличилась на 32,7 тыс. чел. (18,65 %).

За последние 5 лет численность населения увеличилась на 2,4 тыс. чел. (1,17%).

Численность постоянного населения муниципального образования на конец 2024 года составляет 207,9 тыс. чел. или 3,56% от общей численности постоянного населения Краснодарского края.

Таблица 1.1 - Изменение численности населения муниципального образования за последние 10 лет

Параметр	Численность населения (к окончанию года), тыс. чел.							
	2014	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Факт по муниципальному образованию	175,2	205,5	204,0	204,0	204,0	208,6	207,9	207,9*
Прирост (+)/ убыль (-) по сравнению с предыдущим годом, %	-	5,80%	-0,75%	0,00%	0,00%	2,26%	-0,34%	0,00%
Прирост (+)/ убыль (-) за последние 10 лет, %	-	17,3%	16,4%	16,4%	16,4%	19,0%	18,6%	18,6%

*на момент актуализации схемы теплоснабжения Федеральная служба государственной статистики не опубликовала официальные данные по численности населения Российской Федерации по муниципальным образованиям на 1 января 2026 г., приняты данные на 1 января 2025 г.

1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В таблице ниже приведены изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за 2023-2025 гг.

Форматы предоставления результатов приведены в соответствии Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, утв. 05.03.2019 г. №212 (далее по тексту – МУ).

Таблица 1.2 – Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения за 2023-2025 гг.

№ СТ (утвержденный в базовой версии)	№ ЕТО (утвержденный в базовой версии)	Актуализированная ЕТО	Изменение
1. Смена наименования			
24	4	АО «Аэропорт Анапа»	ОАО «Аэропорт Анапа» переименовано в АО «Аэропорт Анапа»
2. Передача оборудования			
11	1	- (объекты теплоснабжения эксплуатируются потребителем, теплоснабжающие организации отсутствуют)	Котельная №12 и тепловые сети, ранее эксплуатируемая АО «Теплоэнерго», выведена из эксплуатации. Потребитель установил собственный источник теплоснабжения и тепловые сети от него. Указанная система теплоснабжения подлежит исключению из Схемы теплоснабжения.
26	6	ООО «ТТР»	Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.). ЕТО №6 исключена из Схемы теплоснабжения, образовано ЕТО №9.
3. Утрата статуса ЕТО и дальнейший пересмотр ЕТО			
25	5	АО «Теплоэнерго»	Котельная ООО «ЮгЭнергоИнвест» и тепловые сети от нее переданы в эксплуатацию АО «Теплоэнерго». ЕТО №5 исключена из Схемы теплоснабжения. СТ№25 включена в состав ЕТО №1.
4. Ввод оборудования			
-	-	ООО «АнапаТеплоресурс»	Введено 2 новые котельные и системы теплоснабжения от них, эксплуатирующая организация - ООО «АнапаТеплоресурс»

1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации

По состоянию на 01.01.2026 Схема теплоснабжения включает:

- 7 теплоснабжающих организаций, осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения;
- 7 ЕТО.

Теплосетевые организации отсутствуют.

Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций города по состоянию на 01.01.2026 г. представлен в таблице ниже.

Таблица 1.3 – Перечень теплоснабжающих организаций на территории города, по состоянию на 01.01.2026 г.

№ п/п	Наименование организации	ИНН	КПП	Вид деятельности регулируемый/нерегулируемый
Теплоснабжающие организации, осуществляющие регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения				
1.	АО «Теплоэнерго»	2301080564	230101001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 1
2.	ООО «Тепловик»	2301036935	230101001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 2
3.	ООО «Анапатеплоресурс»	2301109485	230101001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 7
4.	АО «Краснодартеплосеть»	2312122495	230901001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 3
5.	АО «Аэропорт Анапа»	2301013617	230101001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 4
6.	ООО «ТТР»*	2310221733	231001001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 9
7.	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	7729314745	770101001	Производство, передача и сбыт тепловой энергии в зоне ЕТО № 8

*Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.).

Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций представлен в таблице ниже.

Таблица 1.4 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети		Осуществление регулируемой деятельности	Наличие категории "население"	№ ЕТО (см. Главу 15)	ЕТО	№ системы теплоснабжения (см. Главу 15)
			собственник	эксплуатирующая организация	собственник	эксплуатирующая организация					
ЕТО №1											
1	Котельная № 1	г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	да	да	1	АО «Теплоэнерго»	1
2	Котельная № 2	г. Анапа, ул. Терская, д. 91	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	1
3	Котельная № 3	г. Анапа, ул. Владимирская, д. 101 Г	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	1
4	Котельная № 4	г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	4
5	Котельная № 6	г. Анапа, ул. Терская, д. 175	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	1
6	Котельная № 7	г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	Сети потребителя (СЭС)	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	6
7	Котельная № 8	г. Анапа, ул. Черноморская, д. 26 В	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	1
8	Котельная № 9	хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	8
9	Котельная № 10	ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	9
10	Котельная № 11	пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	10
11	Котельная № 13	г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	12
12	Котельная № 14	пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	13
13	Котельная № 15	пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	14
14	Котельная № 16	пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	КУМИ	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	15
15	Котельная № 17	хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	16
16	Котельная № 20	с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	Сети потребителя	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	17
17	Котельная № 21	с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»	Сети потребителя	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	18
18	Котельная № 22	пос. Сукко, ул. Желанная, д. 10	КУМИ	АО «Теплоэнерго»	КУМИ	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	19
19	Котельная № 23	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	КУМИ	АО «Теплоэнерго»	КУМИ	АО «Теплоэнерго»			1	АО «Теплоэнерго»	25
ЕТО №2											
20	Котельная №1	г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, д. 87	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»	да	да	2	ООО «Тепловик»	20
21	Котельная №2	г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»			2	ООО «Тепловик»	21
22	Котельная №3	г. Анапа, ул. Калинина, д. 4	ООО «Термаль»	ООО «Тепловик»	ООО «Термаль»	ООО «Тепловик»			2	ООО «Тепловик»	22
ЕТО №7											
23	Котельная №1 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	ООО «Бэст Торг»	ООО «АнапаТеплоресурс»	КУМИ	ООО «АнапаТеплоресурс»	да	да	7	ООО «АнапаТеплоресурс»	28
24	Котельная №2 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	ООО «Бэст Торг»	ООО «АнапаТеплоресурс»	КУМИ	ООО «АнапаТплоресурс»			7	ООО «АнапаТеплоресурс»	29
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)											
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	АО «Краснодартеплосеть»	АО «Краснодартеплосеть»	АО «Краснодартеплосеть»	АО «Краснодартеплосеть»	да	да	3	АО «Краснодартеплосеть»	23
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	г. Анапа, территория Аэропорт	АО «Аэропорт Анапа»	АО «Аэропорт Анапа»	АО «Аэропорт Анапа»	АО «Аэропорт Анапа»	да	да	4	АО «Аэропорт Анапа»	24
27	Котельная ООО «СтройСервис»*	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:10060000613114)	ООО «СтройСервис»	ООО «ТТР»	ООО «СтройСервис»	ООО «ТТР»	да	да	9	ООО «СтройСервис»	26
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	да	да	8	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	30

* Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.).

Распределение зон ответственности по зонам деятельности единой теплоснабжающей организации представлено на рисунке ниже.

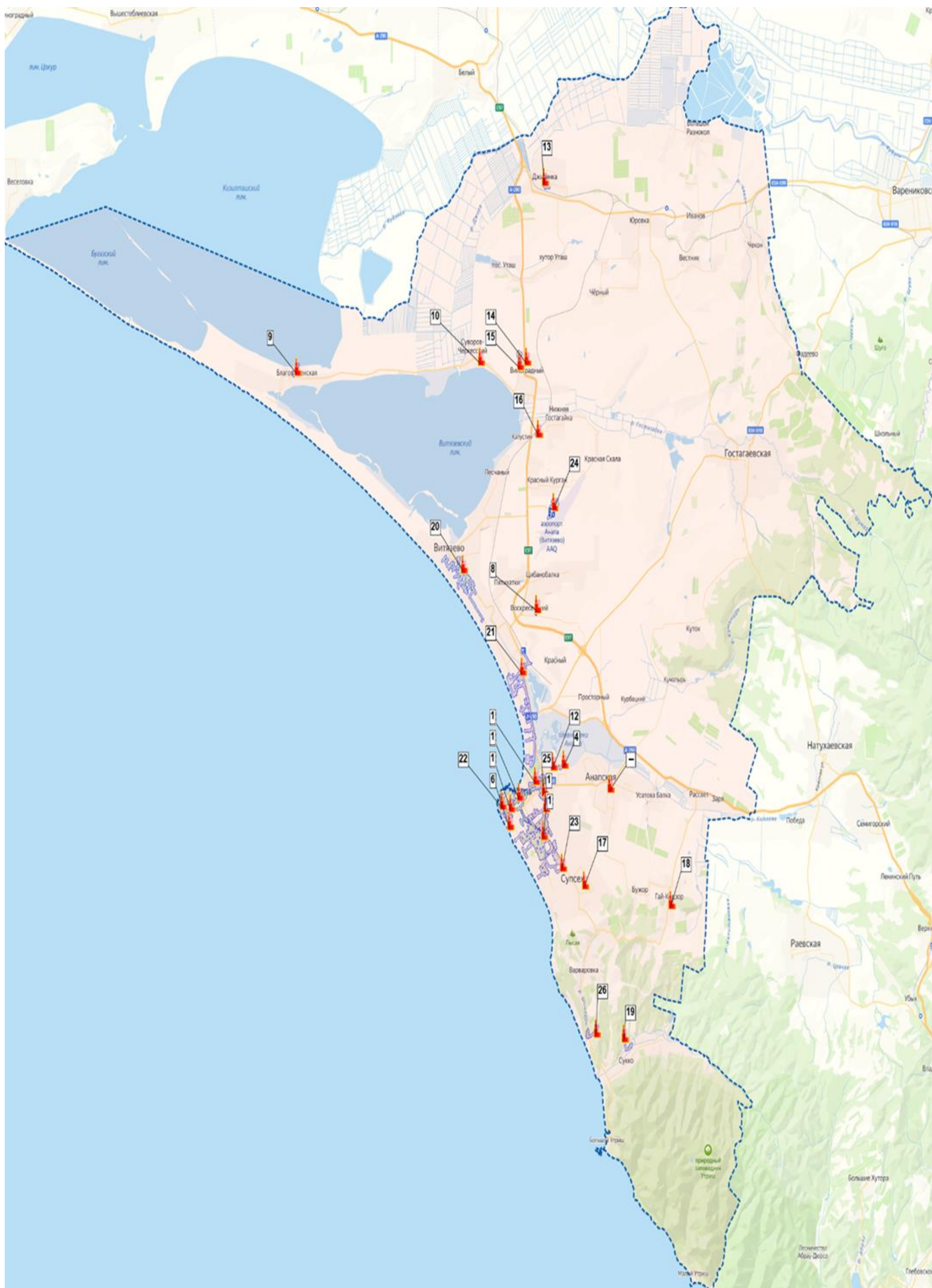


Рисунок 1.1 – Зоны деятельности единой теплоснабжающей организации: адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии (рисунок П 1.1 МУ)

Описание границ зон деятельности ЕТО муниципального образования представлено в таблице ниже.

Таблица 1.5 - Зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций города

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Описание границ зон деятельности ЕТО
ЕТО №1				
1	1) Котельная № 1 2) Котельная № 2 3) Котельная № 3 4) Котельная № 6 5) Котельная № 8	1	АО «Теплоэнерго»	1) г. Анапа, ул. Парковая 2) г. Анапа, ул. Терская 3) г. Анапа, ул. Владимирская 4) г. Анапа, ул. Горького 5) г. Анапа, ул. Крымская
4	Котельная № 4			г. Анапа, ул. Родниковая
6	Котельная № 7			г. Анапа, ул. Трудящихся
8	Котельная № 9			хут. Воскресенский
9	Котельная № 10			станция Благовещенская
10	Котельная № 11			пос. Суворов-Черкесский
12	Котельная № 13			г. Анапа, ул. Северная
13	Котельная № 14			с. Джигинка
14	Котельная № 15			пос. Виноградный
15	Котельная № 16			пос. Виноградный
16	Котельная № 17			хут. Нижняя Гостагайка
17	Котельная № 20			с. Су-Псех
18	Котельная № 21			с. Гай-Кодзор
19	Котельная № 22			с. Сукко
25	Котельная № 23			г. Анапа, ул. Тургенева
ЕТО №2				
20	Котельная №1	2	ООО «Тепловик»	с. Витязево, ул. Горького
21	Котельная №2			г. Анапа, Пионерский проспект
22	Котельная №3			г. Анапа, ул. Калинина
ЕТО №7				
28	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	7	ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная (ЖК "Времена года")
29	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»			г. Анапа, ул. Мирная (ЖК "Времена года")
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
23	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	3	АО «Краснодартеплосеть»	г. Анапа, Супсехское ш., ЖК «Горгиппия»
24	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	4	АО «Аэропорт Анапа»	Территория аэропорта г. Анапы (с. Витязево) и 25 зданий, в том числе гостиница, аэровокзал, общежитие, здание ЛОВД, пожарное депо, склады
26	Котельная ООО «СтройСервис»	9	ООО «ТТР»	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114) ЖК "Резиденция "Анаполис"
30	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	8	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	г. Анапа, в/г № 1, ул. Тургенева, 244

1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

В структуре всех ЕТО договорные отношения между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО, отсутствуют т.к. производство, передача и функции ЕТО выполняются одной организацией.

Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями муниципального образования представлена на рисунке ниже.

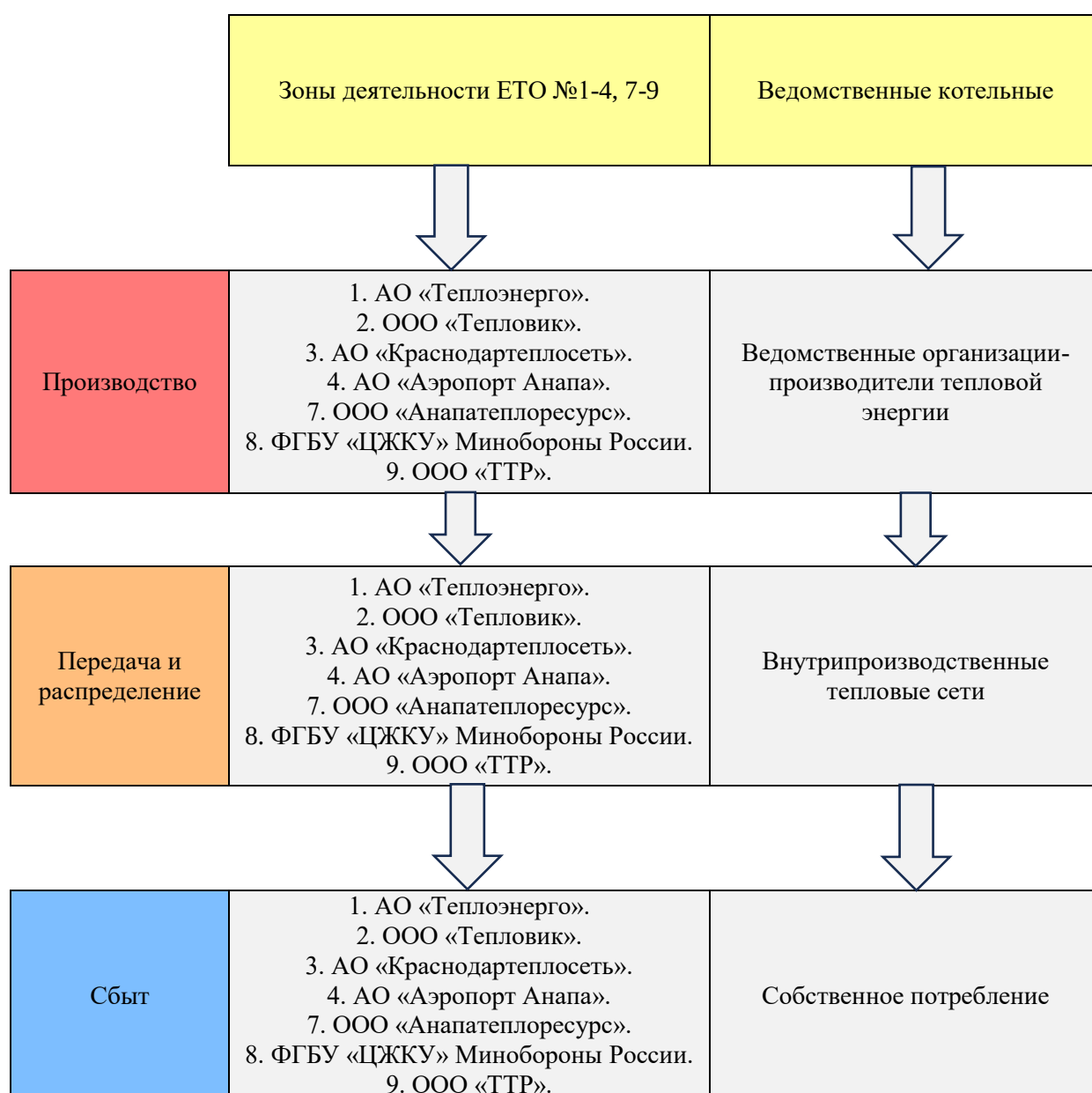


Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения города (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)

1.4. Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

Перечень ЕТО согласно утвержденной Схеме теплоснабжения (актуализация на 2025 год) представлен в таблице 3.1 Главы 15.
В составе базовой Схемы теплоснабжения не были утверждены следующие ЕТО в соответствующей системе теплоснабжения.

Таблица 1.6 - Перечень систем теплоснабжения, не вошедших в зоны деятельности ЕТО утвержденной версии Схемы теплоснабжения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
					собственник	эксплуатирующая организация	собственник	эксплуатирующая организация
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)								
26	Котельная ООО «СтройСервис»	9	ООО «ТТР»	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)	ООО «СтройСервис»	ООО «ТТР»	ООО «СтройСервис»	ООО «ТТР»

Также в зоны деятельности ЕТО не входят и не будут входить производственные котельные, работающие исключительно на нужды предприятий, эксплуатирующих оборудование. В таких зонах отпуск тепловой энергии на сторону и, следовательно, централизованное теплоснабжение, не осуществляется.

1.5. Зоны действия производственных котельных

Отпуск тепловой энергии от производственных котельных «на сторону» не производится, регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения не осуществляется.

1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения представлены муниципальными и частными котельными в социально-бюджетной сфере и индивидуальными жилыми домами.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения, работающие на газообразном или твердом топливе, включают индивидуальные жилые домовладения и прочие объекты малоэтажного строительства, расположенные, как правило, за пределами зон централизованного теплоснабжения. Кроме того, в зоны индивидуального теплоснабжения включены многоквартирные жилые дома с собственными источниками теплоснабжения, например, с индивидуальными газовыми котлами в каждой квартире.

Индивидуальная жилая застройка с индивидуальным отоплением расположена в территориальных образованиях, представленных в таблице ниже.

Индивидуальная жилищная застройка, как правило, имеет крайне низкую плотность нагрузки. Строительство тепловых сетей малого диаметра для теплоснабжения объектов с низкой плотностью нецелесообразно, ввиду:

- а) существенного увеличения совокупных расходов на содержание сетей;
- б) значительного увеличения потерь тепловой энергии относительно полезного отпуска.

В данном случае неважно, где расположены объекты с низкой плотностью - внутри зон централизованного теплоснабжения, или же за ее пределами. Подключение объектов с низкой плотностью к существующим системам централизованного теплоснабжения - это заведомо неэффективное мероприятие.

Таблица 1.7 - Территориальные образования МО город-курорт Анапа с индивидуальным теплоснабжением

Административно-территориальные единицы с индивидуальным теплоснабжением	
хутор Чембурка	хутор Иванов
село Бужор	хутор Красная Горка
хутор Куматырь	хутор Малый Разнокол
хутор Курбацкий	хутор Нижний Ханчакрак
хутор Куток	хутор Прикубанский
хутор Тарусин	хутор Розы Люксембург
хутор Усатова Балка	хутор Чекон
поселок Уташ	хутор Черный
село Гай-Кодзор	село Цибанобалка
хутор Заря	поселок Верхнее Джемете
хутор Рассвет	хутор Воскресенский
станция Гостагаевская	хутор Капустин
хутор Коваленко	хутор Красная Скала
хутор Малый Чекон	хутор Красный
хутор Уташ	хутор Красный Курган
село Юровка	хутор Песчаный
хутор Большой Разнокол	поселок Пятихатки
хутор Верхний Ханчакрак	село Большой Утриш
хутор Верхний Чекон	село Варваровка
хутор Веселая Гора	поселок Малый Утриш
хутор Вестник	поселок Просторный

Графически зоны действия индивидуального теплоснабжения представлены на рисунке ниже.

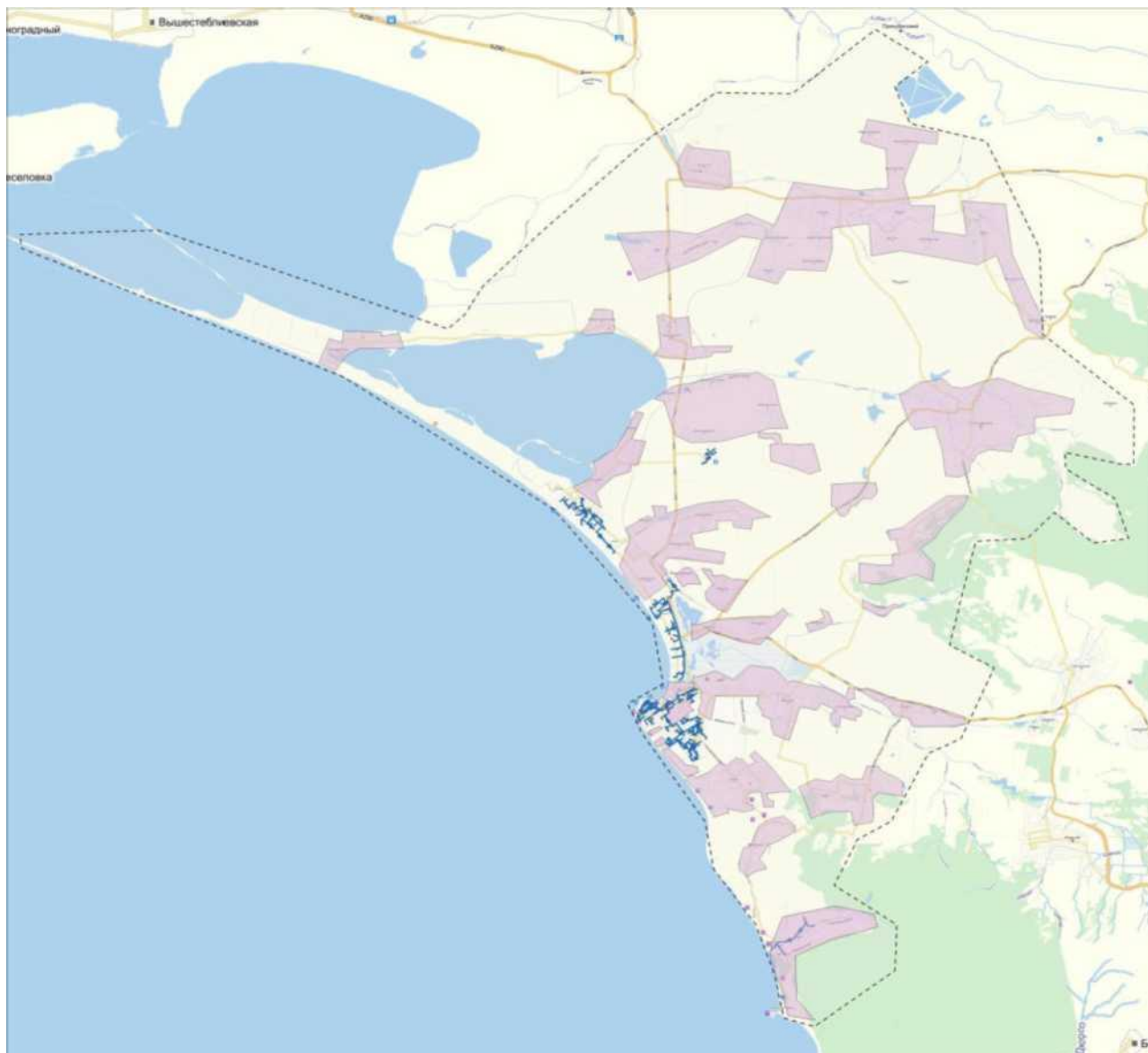


Рисунок 1.3 – Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Список объектов социально-бюджетной сферы, имеющих котельные для собственных нужд, представлен в таблице ниже.

Общая установленная мощность котельных управлений образования и здравоохранения составляет 9,59 Гкал/ч.

Таблица 1.8 - Список объектов социально-бюджетной сферы МО город-курорт Анапа и частной собственности, имеющих котельные для собственных нужд

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Принадлежность источника тепловой энергии	Установленная мощность Гкал/час	Вид топлива
1	МБОУ СОШ № 20	с. Варваровка, ул. Школьная, д. 2	Управление образования администрации МО город-курорт Анапа	0,3	дизельное топливо
2	МАОУ СОШ № 3	с. Витязево, ул. Школьная, д. 4		0,43	природный газ
3	МБОУ СОШ № 10	хут. Чеконул, Школьная, д. 7		0,2	природный газ
4	МАОУ СОШ № 15	ст-ца Гостагаевская, ул. Мира, д. 23		0,6	дизельное топливо
5	МБОУ СОШ № 10	с. Цибанобалка ул. Садовая, д. 74		0,34	природный газ
6	МБОУ СОШ № 17	с. Сукко, ул. Советская, д. 103		0,86	уголь
7	МБОУ СОШ № 18	с. Юровка, ул. Садовая д. 202а		0,34	природный газ
8	МБОУ СОШ № 24	пос. Уташ, ул. Мира, д. 37		0,2	дизельное топливо
9	МБОУ СОШ № 31	ст-ца Гостагаевская, ул. Советская, д. 112		0,19	дизельное топливо
10	МБОУ гимназия «Аврора»	г. Анапа, ул. Ленина, д. 45		0,16	природный газ
11	МАОУ КШ № 3	пос. Пятихатки, ул. Джеметинская, д. 13		0,23	дизельное топливо
12	МДОУ д/с № 5 «Волна»	г. Анапа, ул. Таманская, д. 40		0,1	природный газ
13	МДОУ д/с № 9 «Ягодка»	хут. Чембурка, ул. Бороздинская, д. 4		0,07	природный газ
14	МБДОУ д/с к/в № 10 «Светлячок»	г. Анапа, ул. Некрасова, д. 57		0,73	природный газ
15	МБДОУ д/с № 13 «Теремок»	г. Анапа, ул. Советская, д. 38		0,04	природный газ
16	МАДОУ д/с № 15 «Дельфиненок»	с. Витязево, пер. 4-й Черноморский, д. 9/2		0,07	природный газ
17	МБДОУ д/с № 21 «Малышок»	с. Гай-Кодзор, ул. Шаумяна, д. 75а		0,2	дизельное топливо
18	МБДОУ д/с № 40 «Росинка»	ст-ца Анапская, ул. Мира, д. 99		0,08	природный газ
19	МБДОУ д/с № 41 «Подснежник»	ст-ца Анапская, пер. Тихий, д. 13		0,08	природный газ
20	МАДОУ д/с № 42	ст-ца Анапская, ул. Кавказская, д. 117		0,78	природный газ
21	МБДОУ д/с № 44 «Аленушка»	с. Цибанобалка, ул. Садовая, д. 47		0,02	природный газ
22	МБДОУ д/с № 46 «Калинка»	ст-ца Анапская, ул. Тбилисская, д. 1		0,08	природный газ
23	МАДОУ д/с № 45	ст-ца Гостагаевская, ул. Кубанская, д. 30		0,04	дизельное топливо
24	МАДОУ д/с № 31 «Зоренька»	с. Сукко, ул. Советская, д. 107		0,99	дизельное топливо
25	МАДОУ д/с № 32 «Ромашка»	с. Супсех, ул. Гагарина, д. 80		0,17	природный газ
26	МАДОУ № 34 «Белочка»	хут. Просторный, ул. Садовая, д. 2		0,17	дизельное топливо
27	МАДОУ № 24 «Колосок»	с. Джигинка, ул. Октябрьская, д. 18		0,07	природный газ
28	МДОУ № 28 «Радуга»	с. Гай-Кодзор, ул. Виноградная, д. 5а		0,2	природный газ
29	МБДОУ д/с № 27	с. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 40		0,08	природный газ
30	МБДОУ д/с к/в № 30 «Березка»	ст-ца Гостагаевская, ул. Анапская, д. 43		0,28	дизельное топливо
31	МАДОУ д/с № 33 «Вишенка»	с. Варваровка, ул. Калинина, д. 51		0,03	уголь
32	МБДОУ д/с № 35 «Улыбка»	с. Юровка, ул. Мироненко, д. 7		0,07	природный газ
33	МБДОУ д/с № 36 «Золушка»	хут. Вестник, ул. Мостовая, д. 3		0,03	уголь
34	МБДОУ д/с № 38 «Чебурашка»	хут. Чекон, ул. Горная, д. 4		0,03	дизельное топливо
35	МБДОУ д/с № 9 «Золотая рыбка»	хут. Большой Разнокол, ул. Набережная, д.		0,12	дизельное топливо

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Принадлежность источника тепловой энергии	Установленная мощность Гкал/час	Вид топлива
		79	Управление здравоохранения администрации МО город-курорт Анапа		
36	МБДОУ № 22 «Клубничка»	пос. Рассвет, ул. Мира, д. 2в		0,08	мазут
37	МБДОУ НОШ № 26	пос. Рассвет, ул. Школьная, д. 24		0,6	дизельное топливо
38	МБУЗ «Участковая больница № 2»	г. Анапа, ул. Крымская, д. 24		0,15	природный газ
39	МБУЗ «Участковая больница № 3»	с. Юровка, ул. Садовая, д. 140	Управление здравоохранения администрации МО город-курорт Анапа	0,38	дизельное топливо
40	ООО «Санаторий «Глобус»	с. Витязево, проезд Санаторный, д. 6	частная собственность	—	—
41	ЗАО «Детский санаторный оздоровительный лагерь «Кавказ»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 49	частная собственность	—	—
42	ООО «Санаторно-курортное объединение «Смена»	с. Сукко, ул. Приморская, д. 20	частная собственность	—	—
43	ДОЛ ООО «Уральские самоцветы»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 107	частная собственность	—	—
44	ООО ДОЛ «Электрон»	с. Сукко, ул. Советская, д. 282б	частная собственность	—	—
45	ОАО «Санаторий «Анапа»	с. Сукко, ул. Приморская, д. 20	частная собственность	—	—
46	СОК «Анапа-Нептун»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 106	частная собственность	—	—
47	ЛОК «Витязь»	с. Витязево, Южный проспект, д. 20	частная собственность	—	—
48	ООО «Санаторий «Рябинушка»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 76	частная собственность	—	—
49	СПА Отель «София»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 19а	частная собственность	—	—
50	ООО «Санаторий «Черноморская зорька»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 40	частная собственность	—	—
51	«Волей-град» СУЗЦ	с. Витязево, Южный проспект, д. 5	частная собственность	—	—
52	Пансионат-Отель «Джемте»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 103	частная собственность	—	—
53	Пансионат с/о «Магадан»	г. Анапа, ул. Советская, д. 1в	частная собственность	—	—
54	Пансионат «Малахит»	г. Анапа, ул. Прибрежная, д. 3	частная собственность	—	—
55	Пансионат «Нива-1»	г. Анапа, ул. Крымская, д. 22	частная собственность	—	—
56	ОАО «Пансионат «Полярные зори»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 68	частная собственность	—	—
57	ООО «Пансионат «Радуга-1»	г. Анапа, Гостевой проезд, д. 9	частная собственность	—	—
58	Пансионат «Фея-1»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 1	частная собственность	—	—
59	Пансионат «Черноморский»	с. Витязево, ул. Черноморская, д. 188	частная собственность	—	—
60	Пансионат «Черноморский»	г. Анапа, ул. Таманская, д. 24	частная собственность	—	—
61	ООО «Пансионат «Шихан»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 83 а	частная собственность	—	—
62	ЗАО «ДОЛ с/т «Энергетик»	г. Анапа, ул. Курортная, д. 1	частная собственность	—	—

1.7. Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения

Таблица 1.9 - Перечень объектов теплоснабжения в составе ЕТО №1, 7 находящиеся в государственной или муниципальной собственности

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	Адрес	Принадлежность имущества		
					здание котельной	оборудование	тепловые сети
ЕТО №1							
15	Котельная № 16	1	АО «Теплоэнерго»	пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	Собственность АО «Теплоэнерго»	Собственность АО «Теплоэнерго»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»
19	Котельная № 22			пос. Сукко, ул. Желанная, д. 10	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»
25	Котельная № 23			г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и АО «Теплоэнерго»
ЕТО №7							
28	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	7	ООО «Анапатеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	Договор аренды имущества между ООО «Бэст Торг» и ООО «АнапаТеплоресурс»	Договор аренды имущества между ООО «Бэст Торг» и ООО «АнапаТеплоресурс»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и ООО «АнапаТеплоресурс»
29	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»			г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	Договор аренды имущества между ООО «Бэст Торг» и ООО «АнапаТеплоресурс»	Договор аренды имущества между ООО «Бэст Торг» и ООО «АнапаТеплоресурс»	Договор аренды муниципального имущества между КУМИ и ООО «АнапаТеплоресурс»

2. Источники ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за ретроспективный период

За базовый период актуализации произошли несущественные изменения в составе оборудования котельных, ретроспектива изменений представлена в таблице ниже.

Таблица 2.1 - Реестр изменений в составе оборудования котельных

Котельная	Увеличение (+)/ снижение (-) тепловой мощности, Гкал/ч
ЕТО №3	
Котельная АО «Аэропорт Анапа»	-0,300 Гкал/ч
описание	По данным АО «Аэропорт Анапа» убрали из баланса 2 котла Е-1,0-0,9ГМ

2.2 Структура и технические характеристики основного оборудования

Состав основного оборудования котельных на территории муниципального образования в разрезе ЕТО представлен в таблице ниже.

Сведения по установленной мощности теплоисточника в целом представлены в разделе 2.3.

В основном на котельных установлены котлы различной производительности как водогрейные, так и паровые: ПТВМ, ДКВР, ДЕ, КВ-ГМ, ТВГ и прочие котлы малой мощности.

Таблица 2.2 - Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации (таблица П10.1 МУ)

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг _{у.т} /Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг _{у.т} /Гкал	Дата обследования котлов
ЕТО №1										
Основное топливо – природный газ										
1	Котельная № 1	ДКВР 10-13 (паровой)	1	1972 (кап ремонт 2002)	7,000	21,000	166,40	85,85	166,44	2024
		ДКВР 10-13 (паровой)	1	1972 (кап ремонт 2004)	7,000		166,40	85,85		2024
		ДКВР 10-13 (паровой)	1	1972 (кап ремонт 2010)	7,000		166,40	85,85		2024
2	Котельная № 2	ТВГ-8М	1	1973 (кап ремонт 2010)	8,300	24,900	165,14	86,51	165,14	2023
		ТВГ-8М	1	1973 (кап ремонт 2010)	8,300		165,14	86,51		2024
		ТВГ-8М	1	1973 (кап ремонт 2010)	8,300		165,14	86,51		2024
3	Котельная № 3	КВГМ20-150	1	1988 (кап ремонт 2007)	20,000	60,000	164,85	86,66	164,85	2024
		КВГМ20-150	1	1988 (кап ремонт 2011)	20,000		164,85	86,66		2024
		КВГМ20-150	1	2009 (кап ремонт 2010)	20,000		164,85	86,66		2024
4	Котельная № 4	Е-1/9Г (водогрейный)	1	1988	0,650	2,600	165,57	86,28	165,57	2024
		Е-1/9Г (водогрейный)	1	1988	0,650		165,57	86,28		2024
		Е-1/9Г (водогрейный)	1	1988	0,650		165,57	86,28		2024
		Е-1/9Г (водогрейный)	1	1988	0,650		165,57	86,28		2024
5	Котельная № 6	КСВ-1,86	1	1972	1,500	4,500	162,56	87,88	162,56	2004
		КСВ-1,86	1	1972	1,500		165,56	86,29		2024
		КСВ-1,86	1	1972	1,500		165,56	86,29		2024
6	Котельная № 7	Универсал-6 (водогрейный)	1	1972	0,240	0,480	192,30	74,29	192,30	2024
		Универсал-6 (водогрейный)	1	1972	0,240		192,30	74,29		2024

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг _{у.т} /Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг _{у.т} /Гкал	Дата обследования котлов
7	Котельная № 8	Logano	1	2008	4,472	10,060	156,63	91,21	156,63	2024
		Logano	1	2008	5,590		156,63	91,21		2024
8	Котельная № 9	КСВа-0,8Гн	1	1996	0,690	1,380	155,48	91,88	155,48	2024
		КСВа-0,8Гн	1	1996	0,690		155,48	91,88		2024
9	Котельная № 10	Универсал-6 (водогрейный)	1	1971	0,420	0,840	185,75	76,91	185,75	2024
		Универсал-6 (водогрейный)	1	1971	0,420		185,75	76,91		2024
10	Котельная № 11	Универсал-5 (водогрейный)	1	1975	0,290	0,580	179,40	79,63	179,40	2024
		Универсал-5 (водогрейный)	1	1975	0,290		179,40	79,63		2024
12	Котельная № 14	Logano	1	2009	0,520	0,880	156,32	91,39	156,32	2024
		Logano	1	2009	0,360		156,32	91,39		2024
14	Котельная № 16	Riello	1	2010	1,290	2,580	156,51	91,28	156,51	2024
		Riello	1	2010	1,290		156,51	91,28		2024
16	Котельная № 20	ACV-150	1	2006	0,120	0,430	158,77	89,98	158,77	2024
		ACV-150	1	2006	0,120		158,77	89,98		2024
		ACV-200	1	2006	0,202		158,77	89,98		2024
17	Котельная № 21	ACV-200	1	2006	0,172	0,340	154,98	92,18	154,98	2024
		ACV-200	1	2006	0,172		154,98	92,18		2024
19	Котельная № 23	Logano S825L-6500	1	2019	5,589	10,060	157,19	90,88	157,19	2023
		Logano S755-5200	1	2019	4,471		157,19	90,88		2023
Итого по зоне котельных, основное топливо – природный газ			37	-	140,648	140,630	-	-	-	-
Основное топливо – дизельное топливо										
11	Котельная №13	Logano	1	2009	0,258	0,470	161,24	88,60	161,24	2024
		Logano	1	2009	0,210		161,24	88,60		2024
13	Котельная №15	Logano	1	2009	0,163	0,370	162,17	88,09	162,17	2024
		Logano	1	2009	0,210		162,17	88,09		2024
15	Котельная №17	Logano	1	2009	0,163	0,370	163,26	87,50	163,26	2024
		Logano	1	2009	0,210		163,26	87,50		2024

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг _{у.т} /Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг _{у.т} /Гкал	Дата обследования котлов
Итого по зоне котельных, основное топливо – дизельное топливо			6	-	1,214	1,210	-	-	-	-
Основное топливо – сжиженный газ										
18	Котельная №22	Logano SK755	1	2019	0,894	2,220	155,97	91,59	155,97	2023
		Logano SK755	1	2019	0,894		155,97	91,59		2023
		Logano SK755	1	2019	0,430		155,97	91,59		2023
Итого по зоне котельных, основное топливо – сжиженный газ			3	-	2,218	2,220	-	-	-	-
Итого по зоне ЕТО №1			46	-	144,080	144,060	167,97	-	164,20	-
ЕТО №2										
Основное топливо – природный газ										
20	Котельная №1	ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1974	6,500	26,000	163,97	87,10	161,81	05.03.2024г.
		ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1974	6,500		157,85	90,50		16.12.2024г.
		ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1974	6,500		162,72	87,20		09.02.2022г.
		ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1984	6,500		162,68	87,80		06.12.2024г.
21	Котельная №2	ПТВМ-30М	1	1989	30,000	90,000	158,60	90,10	159,84	22.01.2018г.
		ПТВМ-30М	1	1989	30,000		159,03	89,83		13.02.2023г.
		ПТВМ-30М	1	1989	30,000		161,19	88,20		03.04.2023г.
22	Котельная №3	ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	1	1975	5,600	24,200	162,19	88,10	160,36	04.06.2024г.
		ДКВР-6,5/13 (водогрейный)	1	1982	5,600		162,44	88,00		29.07.2022г.
		ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1985	6,500		154,60	92,40		06.12.2023г.
		ДКВР-10/13 (водогрейный)	1	1983	6,500		162,24	88,07		06.02.2024г.
Итого по зоне ЕТО №2			11	-	140,200	140,200	160,74	-	163,78	-
ЕТО №7										

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг _{у.т} /Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг _{у.т} /Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо – природный газ										
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	водогрейный	1	2017	0,559	2,240	149,75	95,40	149,75	2024
		водогрейный	1	2017	0,559		149,75	95,40		2024
		водогрейный	1	2017	0,559		149,75	95,40		2024
		водогрейный	1	2017	0,559		149,75	95,40		2024
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	водогрейный	1	2020	1,500	6,000	149,75	95,40	149,75	2024
		водогрейный	1	2020	1,500		149,75	95,40		2024
		водогрейный	1	2020	1,500		149,75	95,40		2024
		водогрейный	1	2020	1,500		149,75	95,40		2024
Итого по зоне ЕТО №7			8	-	8,236	8,240	-	-	-	-
ЕТО №3										
Основное топливо - природный газ										
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	RIM-MAX 8000	1	2015	6,880	40,640	161,42	88,50	161,64	2024
		RIM-MAX 8000	1	2015	6,880		161,06	88,70		2024
		RIM-MAX 8000	1	2015	6,880		160,16	89,20		2024
		RSM 12000	1	2024	10,000		157,33	90,80		2024
		RSM 12000	1	2024	10,000		157,33	90,80		2024
Итого по зоне ЕТО №3			5	-	40,640	40,640	149,75	-	149,75	-
ЕТО №4										
Основное топливо - природный газ, дизельное топливо										
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	ТТ-100-3500	1	2018	3,000	9,000	154,2	92,65	151,90	2024
		ТТ-100-3500	1	2018	3,000		154,3	92,60		2024
		ТТ-100-3500	1	2018	3,000		154,1	92,70		2024
Итого по зоне ЕТО №4			5	-	9,000	9,000	154,2	-	151,90	-
ЕТО №9										
Основное топливо - природный газ										
27	Котельная ООО «СтройСервис»	водогрейный	1	2019	0,733	2,93	160	89,30	160,00	2024
		водогрейный	1	2019	0,733		160	89,30		2024
		водогрейный	1	2019	0,733		160	89,30		2024
		водогрейный	1	2019	0,733		160	89,30		2024
Итого по зоне ЕТО №9			4	-	2,932	2,93	160	-	160,00	-

№ п/п	Наименование котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг _{у.т} /Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг _{у.т} /Гкал	Дата обследования котлов
ЕТО №8										
Основное топливо - природный газ										
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	КВ-ГМ 2,5-115	1	2007	2,150	6,450	160	89,30	160,00	2024
		КВ-ГМ 2,5-115	1	2007	2,150		160	89,30		2024
		КВ-ГМ 2,5-115	1	2007	2,150		160	89,30		2024
Итого по зоне ЕТО №8			3	-	6,450	6,450	160	-	160,00	-
Итого по муниципальному образованию			-	-	351,538	351,520	158378	-	158,27	-

2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной мощности по каждой единице теплогенерирующего оборудования представлены в разделе 2.2.

Параметры установленной мощности в целом по каждому источнику теплоснабжения представлены в разделе 2.4.

2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».

По котлам теплоснабжающих организаций с нормативной периодичностью проводятся режимно-наладочные мероприятия. Анализ результатов показал, что для большинства котлов испытания проводились на мощность меньше номинальной (по паспорту оборудования). Однако данный факт означает в большей степени отсутствие достаточной тепловой нагрузки для проведения испытаний, нежели наличие технических ограничений. Как следует из определения располагаемой тепловой мощности, снижение тепловой мощности достигается реальными техническими ограничениями. Применительно к объектам малой энергетики, типовыми техническими ограничениями могут являться, например:

- нерабочее состояние котлов;
- недостаточное количество (или производительность) горелок;
- недостаточная производительность дутьевых вентиляторов;
- несоответствие параметров сетевых насосов проектным значениям;
- систематические ограничения подачи газа при низких температурах наружного воздуха и т.п.

По существующим котлам подобных технических ограничений не выявлено, в связи с чем для всех котельных значения располагаемой тепловой мощности соответствуют значениям установленной тепловой мощности.

Таблица 2.3 - Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне ЕТО за базовый период актуализации, Гкал/ч (таблица П10.2 МУ)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной «нетто»
ЕТО №1						
1	Котельная № 1	21,000	0,000	21,000	0,416	20,584
2	Котельная № 2	24,900	0,000	24,900	0,379	24,521
3	Котельная № 3	60,000	0,000	60,000	0,997	59,003
4	Котельная № 4	2,600	0,000	2,600	0,030	2,570
5	Котельная № 6	4,500	0,000	4,500	0,040	4,460
6	Котельная № 7	0,480	0,000	0,480	0,003	0,477
7	Котельная № 8	10,060	0,000	10,060	0,162	9,898
8	Котельная № 9	1,380	0,000	1,380	0,012	1,368
9	Котельная № 10	0,840	0,000	0,840	0,009	0,831
10	Котельная № 11	0,580	0,000	0,580	0,003	0,577
11	Котельная № 13	0,470	0,000	0,470	0,004	0,466
12	Котельная № 14	0,880	0,000	0,880	0,016	0,864
13	Котельная № 15	0,370	0,000	0,370	0,003	0,367
14	Котельная № 16	2,580	0,000	2,580	0,016	2,564
15	Котельная № 17	0,370	0,000	0,370	0,002	0,368
16	Котельная № 20	0,430	0,000	0,430	0,004	0,426
17	Котельная № 21	0,340	0,000	0,340	0,005	0,335
18	Котельная № 22	2,220	0,000	2,220	0,019	2,201
19	Котельная № 23	10,060	0,000	10,060	0,064	9,996
ИТОГО ЕТО №1		144,060	0,000	144,060	2,184	141,876
ЕТО №2						
20	Котельная №1	26,000	0,000	26,000	0,006	25,994
21	Котельная №2	90,000	0,000	90,000	0,006	89,994
22	Котельная №3	24,200	0,000	24,200	0,004	24,196
ИТОГО по ЕТО №2		140,200	0,000	140,200	0,016	140,184
ЕТО №7						
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	2,240	0,000	2,240	0,004	2,236
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	6,000	0,000	6,000	0,000	6,000
ИТОГО по ЕТО №7		8,240	0,000	8,240	0,004	8,236
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)						
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	40,640	0,000	40,640	0,109	40,531
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	9,000	0,000	9,300	0,065	9,235
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2,930	0,000	2,930	0,026	2,904
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	6,450	0,000	6,450	0,034	6,416
ИТОГО по прочим ЕТО		59,020	0,000	59,320	0,234	59,086
ИТОГО по муниципальному образованию		351,520	0,000	351,820	2,438	349,382

2.5 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбин и котельных агрегатов, общестанционных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котельной, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды. Расход воды на ХВО для подпитки тепловых сетей относится к процессу передачи тепловой энергии и не должен включаться в состав расхода на собственные нужды котельной. Расход воды на ХВО для компенсации расходов и потерь в системах отопления и горячего водоснабжения потребителей также не входит в состав собственных нужд котельной.

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены в таблице раздела 2.4.

В таблице ниже представлены объемы выработки и потребления тепловой энергии на собственные нужды котельных, а также вид и расход топлива.

Таблица 2.4 - Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации схемы теплоснабжения (таблица П10.3 МУ)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход условного топлива, Т _{у.т}
ЕТО №1						
1	Котельная № 1	52665,616	1258,707	51406,909	природный газ	8765,905
2	Котельная № 2	44827,878	1013,109	43814,769	природный газ	7403,096
3	Котельная № 3	129177,036	2919,4	126257,636	природный газ	21294,807
4	Котельная № 4	4353,954	94,048	4259,906	природный газ	720,893
5	Котельная № 6	2511,585	50,483	2461,102	природный газ	408,279
6	Котельная № 7	279,575	5,741	273,834	природный газ	53,763
7	Котельная № 8	15077,135	325,665	14751,47	природный газ	2361,532
8	Котельная № 9	2013,642	43,1	1970,542	природный газ	313,076
9	Котельная № 10	701,439	15,152	686,287	природный газ	130,295
10	Котельная № 11	229,506	4,957	224,549	природный газ	41,174
11	Котельная № 13	677,781	11,251	666,53	дизельное топливо	109,285
12	Котельная № 14	1308,33	28,259	1280,071	природный газ	204,516
13	Котельная № 15	659,086	10,941	648,145	дизельное топливо	106,887
14	Котельная № 16	2713,688	55,021	2658,667	природный газ	424,707
15	Котельная № 17	404,868	6,613	398,255	дизельное топливо	66,098
16	Котельная № 20	430,141	9,231	420,91	природный газ	68,292
17	Котельная № 21	596,874	12,804	584,07	природный газ	92,506
18	Котельная № 22	2852,297	61,61	2790,687	сжиженный газ	444,878
19	Котельная № 23	10884,904	235,113	10649,791	природный газ	1711,046
ИТОГО ЕТО №1		272365,335	6161,205	266204,130		44721,035
ЕТО №2						
20	Котельная №1	82911,030	1443,000	81468,030	природный газ	13355,811
21	Котельная №2	83798,610	1843,930	81954,680	природный газ	13445,400
22	Котельная №3	42383,180	1026,690	41356,490	природный газ	6795,050
ИТОГО по ЕТО №2		209092,820	4313,620	204779,200		33596,261
ЕТО №7						
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	1716,790	0,000	1534,466	природный газ	1593,914

№ п/п	Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход условного топлива, Т _{ул}
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	8080,154	0,000	7913,994	природный газ	1593,914
ИТОГО по ЕТО №7		9796,944	0,000	9448,460		3187,827
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)						
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	69103,000	918,000	68186,000	природный газ	11021,000
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	4691,300	57,100	4634,200	природный газ	712,639
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2718,238	0,000	2718,238	природный газ	425,215
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	3941,000	89,000	3852,000	природный газ	616,000
ИТОГО по прочим ЕТО		80453,538	1064,100	79390,438		12774,854
ИТОГО по муниципальному образованию		571708,637	11538,925	559822,228		94279,977

2.6 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Год ввода основного оборудования по оборудованию котельных представлен в таблице раздела 2.2.

2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

По температурному графику свыше 95/70°C работают преимущественно крупные котельные с величиной установленной мощности от 10 Гкал/ч. Для таких котельных при проектировании предусмотрен температурный график 115/70°C.

Большинство котельных малой мощности (до 10 Гкал/ч) рассчитаны на непосредственное присоединение абонентов и работают по графику 95/70°C.

Сведения об утвержденных температурных графиках представлены ниже.

Таблица 2.5 - Способы регулирования и утвержденные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных

№ п/п	Наименование теплоисточника	Температурные режимы, °C	
		t ₁	t ₂
ЕТО №1			
1	Котельная № 1	115	70
2	Котельная № 2	115	70
3	Котельная № 3	115	70
4	Котельная № 4	95	70
5	Котельная № 6	115	70
6	Котельная № 7	95	70
7	Котельная № 8	115	70
8	Котельная № 9	115	70
9	Котельная № 10	95	70
10	Котельная № 11	95	70
11	Котельная № 13	95	70
12	Котельная № 14	95	70
13	Котельная № 15	95	70
14	Котельная № 16	95	70
15	Котельная № 17	95	70
16	Котельная № 20	95	70
17	Котельная № 21	95	70
18	Котельная № 22	95	70
19	Котельная № 23	90	70
ЕТО №2			
20	Котельная №1	115	70
21	Котельная №2	115	70
22	Котельная №3	115	70
ЕТО №7			
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	95	70
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	95	70
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)			
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	115	70
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	95	70
27	Котельная ООО «СтройСервис»	95	70
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	115	70

2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельных определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

Среднегодовая загрузка оборудования котельных представлена в таблице ниже.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования (малому ЧЧИУТМ).

Таблица 2.6 - Среднегодовая загрузка оборудования в зоне деятельности ЕТО за базовый год актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.4 МУ)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2025 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
ЕТО №1				
1	Котельная № 1	21,000	52665,616	2507,9
2	Котельная № 2	24,900	44827,878	1800,3
3	Котельная № 3	60,000	129177,036	2153,0
4	Котельная № 4	2,600	4353,954	1674,6
5	Котельная № 6	4,500	2511,585	558,1
6	Котельная № 7	0,480	279,575	582,4
7	Котельная № 8	10,060	15077,135	1498,7
8	Котельная № 9	1,380	2013,642	1459,2
9	Котельная № 10	0,840	701,439	835,0
10	Котельная № 11	0,580	229,506	395,7
11	Котельная № 13	0,470	677,781	1442,1
12	Котельная № 14	0,880	1308,330	1486,7
13	Котельная № 15	0,370	659,086	1781,3
14	Котельная № 16	2,580	2713,688	1051,8
15	Котельная № 17	0,370	404,868	1094,2
16	Котельная № 20	0,430	430,141	1000,3
17	Котельная № 21	0,340	596,874	1755,5
18	Котельная № 22	2,220	2852,297	1284,8
19	Котельная № 23	10,060	10884,904	1082,0
ИТОГО ЕТО №1		144,060	272365,335	25443,8
ЕТО №2				
20	Котельная №1	26,000	82911,030	3188,9
21	Котельная №2	90,000	83798,610	931,1
22	Котельная №3	24,200	42383,180	1751,4
ИТОГО по ЕТО №2		140,200	209092,820	5871,4
ЕТО №7				
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	2,240	1716,790	766,4
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	6,000	8080,154	1346,7
ИТОГО по ЕТО №7		8,240	9796,944	2113,1
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	40,640	69103,000	1700,4

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2025 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, ч
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	9,000	4691,300	521,3
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2,930	2718,238	927,7
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	6,450	3941,000	611,0
ИТОГО по прочим ЕТО		59,020	80453,538	1363,2
ИТОГО по муниципальному образованию		351,520	571708,637	1626,4

2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Сведения об оснащенности котельных приборами учета тепловой энергии представлены в таблице ниже.

Таблица 2.7 – Сведения об оснащенности котельных приборами учета тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Наличие прибора учета
ЕТО №1		
1	Котельная № 1	нет
2	Котельная № 2	нет
3	Котельная № 3	нет
4	Котельная № 4	нет
5	Котельная № 6	нет
6	Котельная № 7	нет
7	Котельная № 8	нет
8	Котельная № 9	нет
9	Котельная № 10	нет
10	Котельная № 11	нет
11	Котельная № 13	нет
12	Котельная № 14	нет
13	Котельная № 15	нет
14	Котельная № 16	нет
15	Котельная № 17	нет
16	Котельная № 20	нет
17	Котельная № 21	нет
18	Котельная № 22	нет
19	Котельная № 23	нет
ЕТО №2		
20	Котельная №1	есть
21	Котельная №2	есть
22	Котельная №3	есть
ЕТО №7		
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	нет
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	нет
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)		
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	есть
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	нет
27	Котельная ООО «СтройСервис»	нет

№ п/п	Наименование теплоисточника	Наличие прибора учета
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	есть

2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

Аварий и/или отказов на котельных теплоснабжающих организаций за базовый период не зафиксировано, соответственно таблицы П10.5 и П10.6 МУ по котельным не приводятся.

2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не выдавались.

2.12 Проектный и установленный режим котельных

Данные об установленном топливном режиме, предусмотренные МУ, представлены в таблице ниже.

Таблица 2.8 - Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности ЕТО за базовый период актуализации Схемы теплоснабжения (таблица П10.7 МУ)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2025 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.т за 2025 год
ЕТО №1				
1	Котельная № 1	природный газ	8322	8765,905
2	Котельная № 2	природный газ	8319	7403,096
3	Котельная № 3	природный газ	8323	21294,807
4	Котельная № 4	природный газ	8329	720,893
5	Котельная № 6	природный газ	8280	408,279
6	Котельная № 7	природный газ	8294	53,763

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2025 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т/г за 2025 год
7	Котельная № 8	природный газ	8292	2361,532
8	Котельная № 9	природный газ	8334	313,076
9	Котельная № 10	природный газ	8296	130,295
10	Котельная № 11	природный газ	8285	41,174
11	Котельная № 13	дизельное топливо	10150	109,285
12	Котельная № 14	природный газ	8292	204,516
13	Котельная № 15	дизельное топливо	10150	106,887
14	Котельная № 16	природный газ	8295	424,707
15	Котельная № 17	дизельное топливо	10150	66,098
16	Котельная № 20	природный газ	8291	68,292
17	Котельная № 21	природный газ	8291	92,506
18	Котельная № 22	сжиженный газ	11068	444,878
19	Котельная № 23	природный газ	8342	1711,046
ИТОГО ЕТО №1				44721,035
ЕТО №2				
20	Котельная №1	природный газ	8348	13355,811
21	Котельная №2	природный газ	8348	13445,4
22	Котельная №3	природный газ	8348	6795,05
ИТОГО по ЕТО №2				33596,261
ЕТО №7				
23	Котельная №1 ООО «Анапатепплоресурс»	природный газ	8100	1593,914
24	Котельная №2 ООО «Анапатепплоресурс»	природный газ	8100	1593,914
ИТОГО по ЕТО №7				3187,827
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	природный газ	8322	11021,000
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	природный газ / дизельное топливо	9832	712,639
27	Котельная ООО «СтройСервис»	природный газ	8100	425,215
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	природный газ	8100	616,000
ИТОГО по прочим ЕТО				12774,854
ИТОГО по муниципальному образованию				94279,977

2.13 Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения

Динамика изменений эксплуатационных показателей котельных представлена в таблице ниже.

Таблица 2.9 - Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности ЕТО (таблица П10.8 МУ)

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
ЕТО №1		

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	23,87
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	164,2
Собственные нужды	%	2,26
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	168
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	33,26
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,53
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	1,77
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №2		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	39,22
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	160,68
Собственные нужды	%	2,06
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	164,06
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	17,48
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,25
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	1,27

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №7		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	5,81
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	149,75
Собственные нужды	%	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	149,75
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	14,49
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,14
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	12,82
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		отсутствует
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №3		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	5,57
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	159,49
Собственные нужды	%	1,33
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	161,64
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	10,71
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,07
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	19,41
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №4		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	151,9

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Собственные нужды	%	1,2
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	153,8
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	39,8
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,05
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		топливо низкозастывающее
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №9		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	6
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	156,38
Собственные нужды	%	2,26
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	160
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	25,35
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	0,01
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	7,9
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		отсутствует
Расход резервного топлива	т.у.т	0
ЕТО №8		
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	156,38
Собственные нужды	%	2,26
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	160
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт·ч/Гкал	25
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м³/Гкал	0,01
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	6,97
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2025
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0
Вид резервного топлива		отсутствует
Расход резервного топлива	т.у.т	0

3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за базовый период

На территории муниципального образования город-курорт Анапа в схеме централизованного теплоснабжения произошли следующие изменения:

1. котельная № 11 и тепловые сети от неё (АО «Теплоэнерго») выведены из эксплуатации;
2. котельная № 23 (ул. Тургенева, 244) и тепловые сети от неё администрацией муниципального образования город-курорт Анапа переданы в эксплуатацию АО «Теплоэнерго» по договору аренды;
3. застройщик ООО «Бэст Торг» котельные №№ 1 и 2 (ул. Мирная) и тепловые сети от них по договору аренды передал в эксплуатацию ООО «АнапаТеплоресурс».
4. АО «Краснодартеплосеть» за период 2022 по 2025 год приобрело в собственность законченные строительством тепловые сети, представленные в таблице 3.1.
5. Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.).

Таблица 3.1 – Сведения об изменениях в структуре тепловых сетей АО «Краснодартеплосеть»

Наименование участка	Протяженность, м в двутрубном	Способ прокладки	Условный диаметр	Год принятия на бух учет	Теплоизоляционный материал	Реквизиты документа обосновывающего	Статус участка
Котельная № 23 Анапа							
Тепловая сеть внеплощадочная к 20-ти этажному мкд со встроенными помещениями и паркингом по ул. Владимирская, 148, г. Анапа	1026,00	бесканальная	159	2020	ППУ	КС-14 Акт № 17 приемки законченного строительства объекта приемочной комиссией от 05.10.2020	добавился на 2022 год
	127,00	бесканальная	219	2020	ППУ		добавился на 2022 год
Тепловая сеть внеплощадочная МКР № 4 к жилому комплексу "Горгиппия" г. Анапа	37,00	бесканальная	219	2020	ППУ	КС-14 Акт №23 приемки законченного строительства объекта приемочной комиссией от 30.10.2020	добавился на 2022 год
ИТОГО за 2022 год:	1190,00						
2023 год							
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 133 м, г. Анапа, ул. Ленина 229 Литер 4	133,00	бесканальная	219	2021	ППУ	Приказ № 120 от 26.04.2021 г.	добавлен на 2023 год
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройкой по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	7,50	бесканальная	89	2021	ППУ	КС-14 Акт № 23 приемки законченного строительства объекта приемочной	добавлен на 2023 год

Наименование участка	Протяженность, м в двутрубном	Способ прокладки	Условный диаметр	Год принятия на бух учет	Теплоизоляционный материал	Реквизиты документа обосновывающего	Статус участка
						комиссией от 30.12.2021	
	21,50	бесканальная	219	2021	ППУ		добавлен на 2023 год
	7,50	бесканальная	133	2021	ППУ		добавлен на 2023 год
	666,20	бесканальная	273	2021	ППУ		добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 123 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.1	87	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	36	б/к	159	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	76,00	б/к	273	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	96,00	б/к	219	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	55,00	б/к	159	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	57,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 215 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.4	156,00	б/к	159	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	59,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 179 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.5	179,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	114,00	б/к	219	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	39,00	б/к	159	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	47,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 117 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7	57,00	б/к	159	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	60,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть	257,00	б/к	325	2022	ППУ	Приказ № 29/1	добавлен

Наименование участка	Протяженность, м в двутрубном	Способ прокладки	Условный диаметр	Год принятия на бух учет	Теплоизоляционный материал	Реквизиты документа обосновывающего	Статус участка
внутриплощадочная протяженностью 299 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.8						от 02.02.2022 г.	на 2023 год
	42,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 217 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.12	123,00	б/к	273	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	94,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	110,00	б/к	273	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	56,00	б/к	219	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
	19,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 89 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.1	89,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 50 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.2	50,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 45 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.3	45,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 42 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.4	42,00	б/к	89	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 17 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.5	17,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 12 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.6	12,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 41 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.7	41,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 66 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.8	66,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 74 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.9	74,00	б/к	133	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 80 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.10	80,00	б/к	133	2022	ППУ	Приказ № 30/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	458,05	бечанальная	426	2020-2022	ППУ	КС-14 Акт № 16 приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией от	добавлен на 2023 год

Наименование участка	Протяженность, м в двутрубном	Способ прокладки	Условный диаметр	Год принятия на бух учет	Теплоизоляционный материал	Реквизиты документа обосновывающего	Статус участка
						31.07.2022	
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	373,95	бесканальная	377	2020-2023	ППУ		добавлен на 2023 год
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	25,05	бесканальная	219	2020-2024	ППУ		добавлен на 2023 год
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	14,63	бесканальная	159	2020-2025	ППУ		добавлен на 2023 год
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	14,42	бесканальная	133	2020-2026	ППУ		добавлен на 2023 год
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	15,50	бесканальная	108	2020-2022	ППУ		добавлен на 2023 год
ИТОГО за 2023 год	4072,30						
Исключены сети котельной №13 в связи с продажей источника							
2024 год							
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 231 (Л15)	114,00	бесканальная	133	2023	ППУ	Приказ № 5/1 от 13.01.2023 г.	добавлен на 2024 г
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 233 (Пустошкина 16, Л6)	226,00	бесканальная	150	2023	ППУ	Приказ № 6/1 от 13.01.2023 г.	добавлен на 2024 г
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 10 (Л10)	136,00	бесканальная	133	2023	ППУ	Приказ № 112/2 от 03.05.2023 г.	добавлен на 2024 г
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 11	162,00	бесканальная	133	2023	ППУ	Приказ № 112/3 от 03.05.2023 г.	добавлен на 2024 г
Тепловая сеть внеплощадочная для многоэтажного 5-секционного ж/д со встроенными офисными помещениями по ул. Адмирала Пустошкина, 16	8,80	бесканальная	159	2023	ППУ	КС-14 Акт № 13 от 30.09.2022 г. Приказ № 291 от 30.09.2022 г.	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	152	бесканальная	426	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	83	бесканальная	377	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	66,45	бесканальная	530	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	7,50	бесканальная	426	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	541,94	бесканальная	426	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	471,00	бесканальная	377	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1	добавлен на 2024 г

Наименование участка	Протяженность, м в двутрубном	Способ прокладки	Условный диаметр	Год принятия на бух учет	Теплоизоляционный материал	Реквизиты документа обосновывающего	Статус участка
						от 30.09.2022 года	
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	6,00	бесканальная	219	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	19,60	бесканальная	159	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	6,25	бесканальная	108	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	19,90	бесканальная	159	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	18,50	бесканальная	133	2022	ППУ	КС-14 № 26 от 30.09.2022 года Приказ № 293/1 от 30.09.2022 года	добавлен на 2024 г
	47,00	б/к	108	2022	ППУ	Приказ № 29/1 от 02.02.2022 г.	добавлен на 2023 год
ИТОГО за 2024 год		2085,69					
2025 год							
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 2 (Л 2)	133,00	84,00	ППУ	бесканальная	2023	Акт ОС № 61 от 04.08.2023	добавлено на 2025 год
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 16	108,00	18,00	ППУ	бесканальная	2023	Приказ № 254/4 от 11.10.2023 Акт ОС № 72 от 11.10.2023	добавлено на 2025 год
Покупка тепловой сети: г. Анапа, ул. Ленина, д. 297	108,00	146,00	ППУ	бесканальная	2024	Приказ № 96/1 от 11.03.2024 г. Акт ОС № 13 от 11.03.2024	добавлено на 2025 год
ИТОГО за 2025 год		248,00	ППУ				
Всего		7595,99					

3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект, с выделением сетей горячего водоснабжения

В административных границах МО город-курорт Анапа деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют 7

теплоснабжающих организаций, которые также являются теплосетевыми организациями в зонах действия источников тепловой энергии (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Сведения о теплосетевых организациях

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Адрес	Теплоснабжающая организация	Теплосетевая организация
1	1) Котельная № 1 2) Котельная № 2 3) Котельная № 3 4) Котельная № 6 5) Котельная № 8	1	г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
4	Котельная № 4		г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
6	Котельная № 7		г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
8	Котельная № 9		хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
9	Котельная № 10		ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
10	Котельная № 11		пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
12	Котельная № 13		г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
13	Котельная № 14		пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
14	Котельная № 15		пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
15	Котельная № 16		пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
16	Котельная № 17		хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
17	Котельная № 20		с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
18	Котельная № 21		с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
19	Котельная № 22		пос. Сукко, ул. Желанная, д. 10	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
25	Котельная № 23		г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	АО «Теплоэнерго»	АО «Теплоэнерго»
20	Котельная № 1	2	г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, д. 87	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»
21	Котельная № 2		г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»
22	Котельная № 3		г. Анапа, ул. Калинина, д. 4	ООО «Тепловик»	ООО «Тепловик»
28	Котельная № 1 ООО «АнапаТеплоресурс»	7	ул. Мирная	ООО «АнапаТеплоресурс»	ООО «АнапаТеплоресурс»
29	Котельная № 2 ООО «АнапаТеплоресурс»		ул. Мирная	ООО «АнапаТеплоресурс»	ООО «АнапаТеплоресурс»
23	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	3	г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	АО «Краснодартеплосеть»	АО «Краснодартеплосеть»
24	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	4	г. Анапа, территория Аэропорт	АО «Аэропорт Анапа»	АО «Аэропорт Анапа»
26	Котельная ООО «СтройСервис»	9	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)	ООО «ТТР»	ООО «ТТР»
27	Котельная № 80 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)	8	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России

На территории МО город-курорт Анапа имеются котельные, которые обеспечивают нужды объектов социально-бюджетной сферы (Таблица 3.3). Тепловые сети от этих источников тепловой энергии обслуживаются потребителями самостоятельно.

Таблица 3.3 – Список объектов социально-бюджетной сферы МО город-курорт Анапа и частной собственности, имеющих котельные для собственных нужд

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Принадлежность тепловых сетей
1	МБОУ СОШ № 20	с. Варваровка, ул. Школьная, д. 2	Управление образования администрации МО город-курорт Анапа
2	МАОУ СОШ № 3	с. Витязево, ул. Школьная, д. 4	
3	МБОУ СОШ № 10	хут. Чеконул, Школьная, д. 7	
4	МАОУ СОШ № 15	ст-ца Гостагаевская, ул. Мира, д. 23	
5	МБОУ СОШ № 10	с. Цибанобалка ул. Садовая, д. 74	
6	МБОУ СОШ № 17	с. Сукко, ул. Советская, д. 103	
7	МБОУ СОШ № 18	с. Юровка, ул. Садовая д. 202а	
8	МБОУ СОШ № 24	пос. Уташ, ул. Мира, д. 37	
9	МБОУ СОШ № 31	ст-ца Гостагаевская, ул. Советская, д. 112	
10	МБОУ гимназия «Аврора»	г. Анапа, ул. Ленина, д. 45	
11	МАОУ КШ № 3	пос. Пятихатки, ул. Джеметинская, д. 13	
12	МДОУ д/с № 5 «Волна»	г. Анапа, ул. Таманская, д. 40	
13	МДОУ д/с № 9 «Ягодка»	хут. Чембурка, ул. Бороздинская, д. 4	
14	МБДОУ д/с к/в № 10 «Светлячок»	г. Анапа, ул. Некрасова, д. 57	
15	МБДОУ д/с № 13 «Теремок»	г. Анапа, ул. Советская, д. 38	
16	МАДОУ д/с № 15 «Дельфиненок»	с. Витязево, пер. 4-й Черноморский, д. 9/2	
17	МБДОУ д/с № 21 «Малышок»	с. Гай-Кодзор, ул. Шаумяна, д. 75а	
18	МБДОУ д/с № 40 «Росинка»	ст-ца Анапская, ул. Мира, д. 99	
19	МБДОУ д/с № 41 «Подснежник»	ст-ца Анапская, пер. Тихий, д. 13	
20	МАДОУ д/с № 42	ст-ца Анапская, ул. Кавказская, д. 117	
21	МБДОУ д/с № 44 «Аленушка»	с. Цибанобалка, ул. Садовая, д. 47	
22	МБДОУ д/с № 46 «Калинка»	ст-ца Анапская, ул. Тбилисская, д. 1	
23	МАДОУ д/с № 45	ст-ца Гостагаевская, ул. Кубанская, д. 30	
24	МАДОУ д/с № 31 «Зоренька»	с. Сукко, ул. Советская, д. 107	
25	МАДОУ д/с № 32 «Ромашка»	с. Супсех, ул. Гагарина, д. 80	
26	МАДОУ № 34 «Белочка»	хут. Просторный, ул. Садовая, д. 2	
27	МАДОУ № 24 «Колосок»	с. Джигинка, ул. Октябрьская, д. 18	
28	МДОУ № 28 «Радуга»	с. Гай-Кодзор, ул. Виноградная, д. 5а	
29	МБДОУ д/с № 27	с. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 40	
30	МБДОУ д/с к/в № 30 «Березка»	ст-ца Гостагаевская, ул. Анапская, д. 43	
31	МАДОУ д/с № 33 «Вишенка»	с. Варваровка, ул. Калинина, д. 51	
32	МБДОУ д/с № 35 «Улыбка»	с. Юровка, ул. Мироненко, д. 7	
33	МБДОУ д/с № 36 «Золушка»	хут. Вестник, ул. Мостовая, д. 3	
34	МБДОУ д/с № 38 «Чебурашка»	хут. Чекон, ул. Горная, д. 4	
35	МБДОУ д/с № 9 «Золотая рыбка»	хут. Большой Разнокол, ул. Набережная, д. 79	
36	МБДОУ № 22 «Клубничка»	пос. Рассвет, ул. Мира, д. 2в	
37	МБДОУ НОШ № 26	пос. Рассвет, ул. Школьная, д. 24	
38	МБУЗ «Участковая больница № 2»	г. Анапа, ул. Крымская, д. 24	Управление здравоохранения администрации МО город-курорт Анапа
39	МБУЗ «Участковая больница № 3»	с. Юровка, ул. Садовая, д. 140	
40	ООО «Санаторий «Глобус»	с. Витязево, проезд Санаторный, д. 6	частная собственность
41	ЗАО «Детский санаторный оздоровительный лагерь «Кавказ»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 49	частная собственность
42	ООО «Санаторно-курортное объединение «Смена»	с. Сукко, ул. Приморская, д. 20	частная собственность
43	ДОЛ ООО «Уральские самоцветы»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 107	частная собственность
44	ООО ДОЛ «Электрон»	с. Сукко, ул. Советская, д. 2826	частная собственность

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Принадлежность тепловых сетей
45	ОАО «Санаторий «Анапа»	с. Сукко, ул. Приморская, д. 20	частная собственность
46	СОК «Анапа-Нептун»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 106	частная собственность
47	ЛОК «Витязь»	с. Витязево, Южный проспект, д. 20	частная собственность
48	ООО «Санаторий «Рябинушка»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 76	частная собственность
49	СПА Отель «София»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 19а	частная собственность
50	ООО «Санаторий «Черноморская зорька»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 40	частная собственность
51	«Волей-град» СУЗЦ	с. Витязево, Южный проспект, д. 5	частная собственность
52	Пансионат-Отель «Джемете»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 103	частная собственность
53	Пансионат с/о «Магадан»	г. Анапа, ул. Советская, д. 1в	частная собственность
54	Пансионат «Малахит»	г. Анапа, ул. Прибрежная, д. 3	частная собственность
55	Пансионат «Нива-1»	г. Анапа, ул. Крымская, д. 22	частная собственность
56	ОАО «Пансионат «Полярные зори»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 68	частная собственность
57	ООО «Пансионат «Радуга-1»	г. Анапа, Гостевой проезд, д. 9	частная собственность
58	Пансионат «Фея-1»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 1	частная собственность
59	Пансионат «Черноморский»	с. Витязево, ул. Черноморская, д. 188	частная собственность
60	Пансионат «Черноморский»	г. Анапа, ул. Таманская, д. 24	частная собственность
61	ООО «Пансионат «Шихан»	г. Анапа, Пионерский проспект, д. 83 а	частная собственность
62	ЗАО «ДОЛ с/т «Энергетик»	г. Анапа, ул. Курортная, д. 1	частная собственность

Балансовая принадлежность магистральных и распределительных тепловых сетей занесена в отдельный слой Zulu в соответствующие поля информации по объекту «участок».

Структура тепловых сетей МО город-курорт Анапа состоит из участков тепловых сетей и тепловых камер, находящиеся на обслуживании и содержании теплоснабжающих организаций города.

Транспорт тепловой энергии от источников тепла до потребителей осуществляется через двухтрубные тепловые сети. Основной теплоноситель - сетевая вода. Параметры теплоносителя различны по каждой отдельной системе.

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла - центральное качественно-количественное и качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Расчетным температурным графиком является отопительно-бытовой (регулирование по совмещенной нагрузке). Для каждого источника тепловой энергии разработан свой график регулирования в связи с различными параметрами теплоносителя.

В ИТП потребителей предусматривается местное регулирование для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных факторов.

Присоединение потребителей к тепловым сетям выполнено как по зависимой схеме, так и по независимой схеме (ИТП). Горячее водоснабжение потребителей осуществляется по закрытой схеме.

Все тепловые сети теплоисточников попадают в категории магистральных и распределительных. Тепловые сети во всех теплосетевых системах имеют все возможные типы прокладки: надземную, подземную канальную, подземную бесканальную. Надземная прокладка применяется преимущественно при переходах через естественные преграды. Прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается установке шаровых клапанов.

В системах теплоснабжения котельных №№ 1, 2, 3, 6 и 8 АО «Теплоэнерго» тепловые сети объединены между собой.

Теплоснабжение и ГВС потребителей обеспечивается через 28 ЦТП.

Сведения по протяженности и объему тепловых сетей в разрезе источников тепловой энергии и теплоснабжающих организаций приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Сведения по протяженности и объёму тепловых сетей в разрезе источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Объем тепловой сети, м ³	Протяженность тепловых сетей (в однострубно́м исчислении), км
	АО «Теплоэнерго»		2404,472	98,642
1	Котельная № 1	г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	510,854	17,835
2	Котельная № 2	г. Анапа, ул. Терская, д. 91	642,609	19,868
3	Котельная № 3	г. Анапа, ул. Владимирская, д. 101 Г	983,877	36,108
4	Котельная № 4	г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	4,465	0,696
5	Котельная № 6	г. Анапа, ул. Терская, д. 175	49,986	4,062
6	Котельная № 7	г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	0,935	0,186
7	Котельная № 8	г. Анапа, ул. Черноморская, д. 26 В	63,342	3,912
8	Котельная № 9	хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	4,649	0,478
9	Котельная № 10	ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	8,942	1,114
10	Котельная № 11	пос. Суворово-Черкесский, ул. Пушкина, 2	1,331	0,416
11	Котельная № 13	г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	3,287	0,696
12	Котельная № 14	пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	15,182	2,08
13	Котельная № 15	пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	2,015	0,495
14	Котельная № 16	пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	38,238	4,598
15	Котельная № 17	хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	3,214	0,409
16	Котельная № 20	с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	3,74	0,685

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Объем тепловой сети, м ³	Протяженность тепловых сетей (в однострунном исчислении), км
17	Котельная № 21	с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	1,91	0,282
18	Котельная № 22	пос. Сукко, ул. Желаная, д. 10	10,131	1,904
19	Котельная № 23	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	55,765	2,818
	ООО «Тепловик»		2216,79	32,238
20	Котельная № 1 ООО «Тепловик»	г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, д. 87	541,86	10,432
21	Котельная № 2 ООО "Тепловик"	г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б	1359,32	11,714
22	Котельная № 3 ООО "Тепловик"	г. Анапа, ул. Калинина, д. 4	315,61	10,092
	АО «Краснодартеплосеть»		1572,65	25,357
23	Котельная № 23	г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	1572,65	25,357
	АО «Аэропорт Анапа»		61,8	5,52
24	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	г. Анапа, территория Аэропорт	61,8	5,52
	ООО «ТТР»		38,77	1,24
25	Котельная ООО "СтройСервис"	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)	38,77	1,24
	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России		22,97	2,242
26	Котельная № 80 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	22,97	2,242
	ООО «АнапаТеплоресурс»		31,416	1
25	Котельная № 1 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная	31,416	1
26	Котельная № 2 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная		
ВСЕГО МО город-курорт Анапа:			6348,868	166,239

3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведены в части 4 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения МО город-курорт Анапа на период до 2042 года, а также в электронной модели схемы теплоснабжения.

Электронная схема систем теплоснабжения МО города-курорта Анапа разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo 2021.

Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей на территории МО город-курорт Анапа представлены на рисунках ниже.

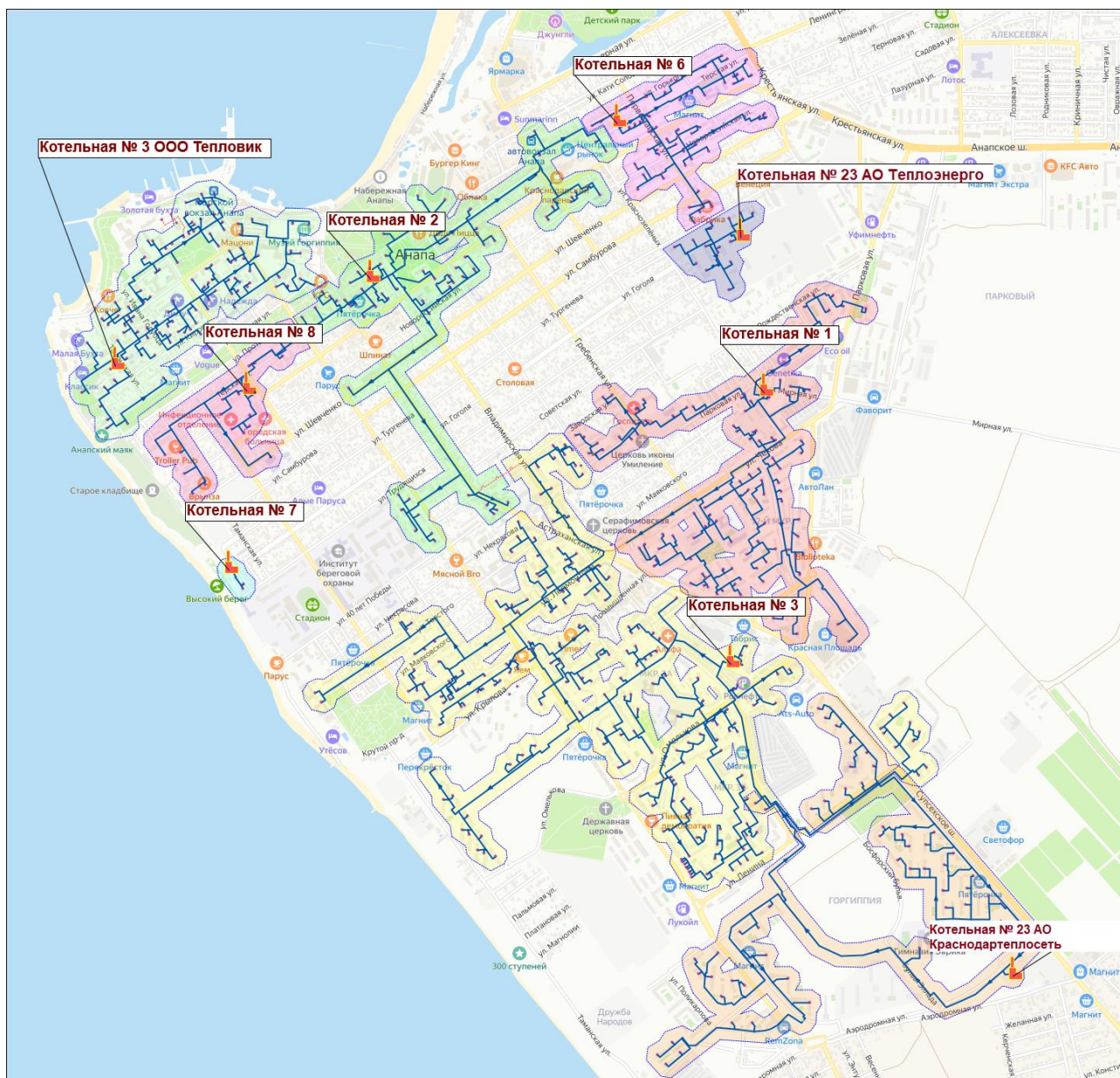


Рисунок 3.1 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей от котельных №№ 1, 2, 3, 6, 7, 8, 23 АО «Теплоэнерго», котельной № 3 ООО «Тепловик», котельной № 23 АО «Краснодартеплосеть»

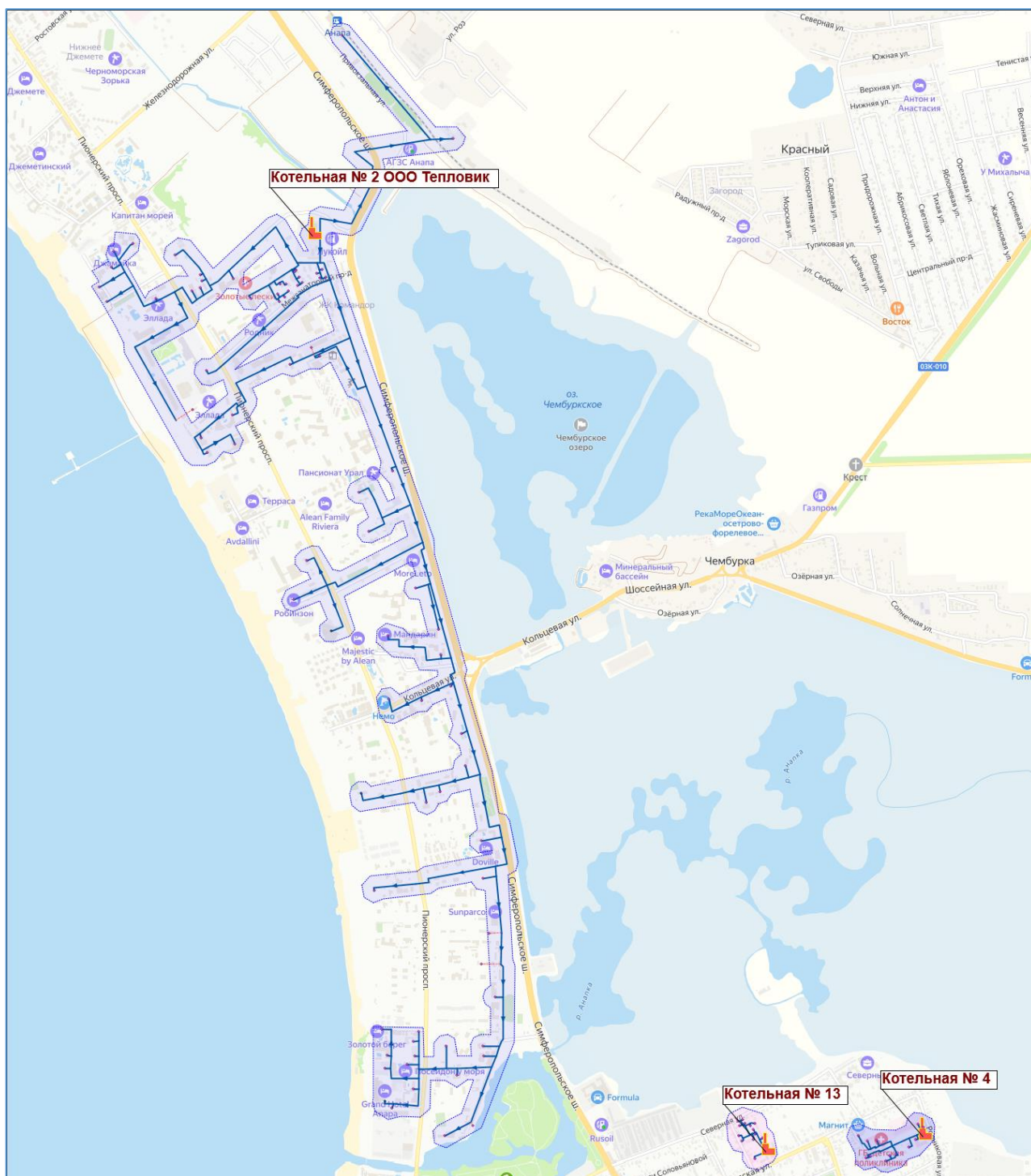


Рисунок 3.2 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей от котельных № 4 и № 13 АО «Теплоэнерго» и котельной № 2 ООО «Тепловик»

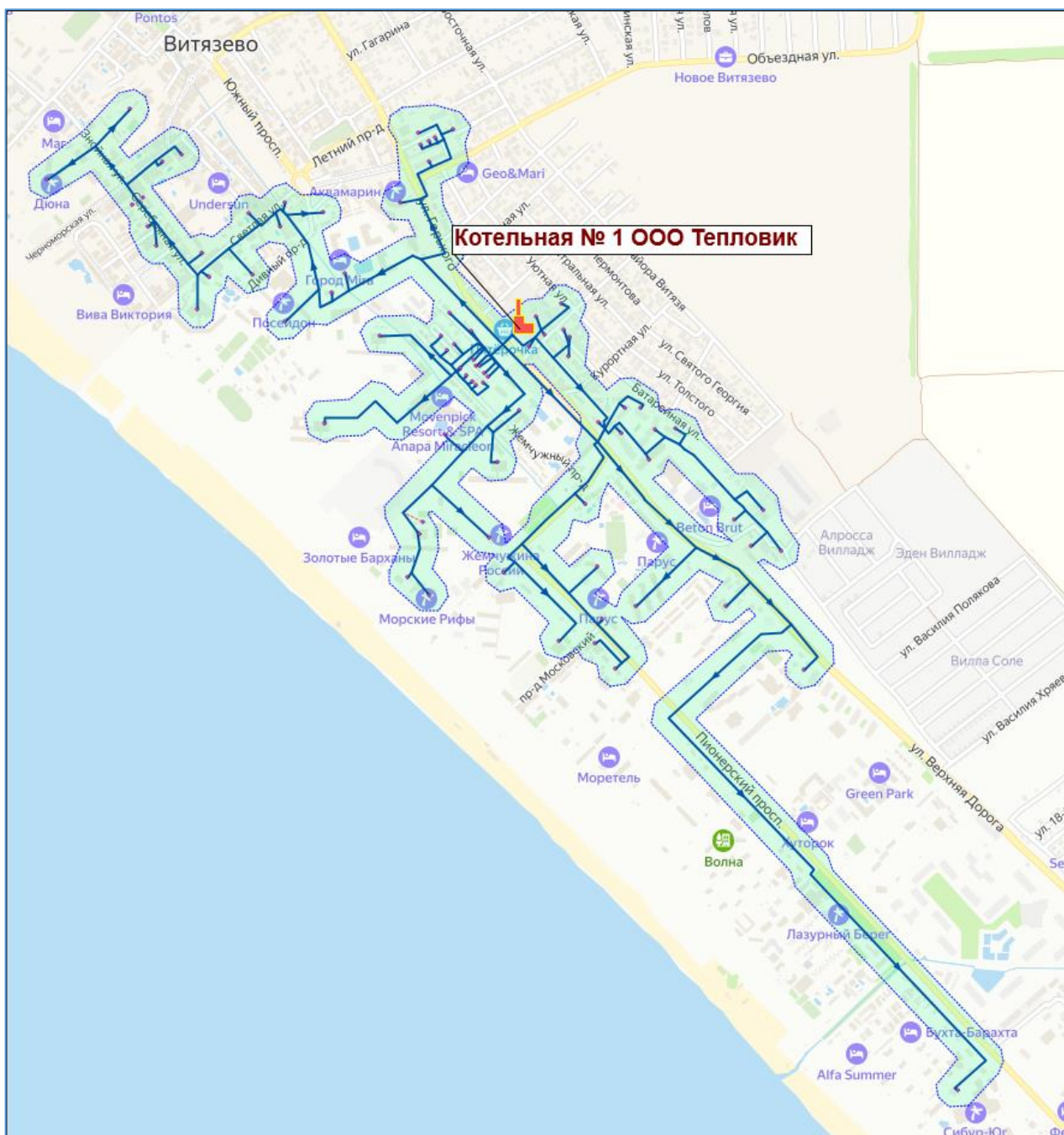


Рисунок 3.3 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 1 ООО «Тепловик»

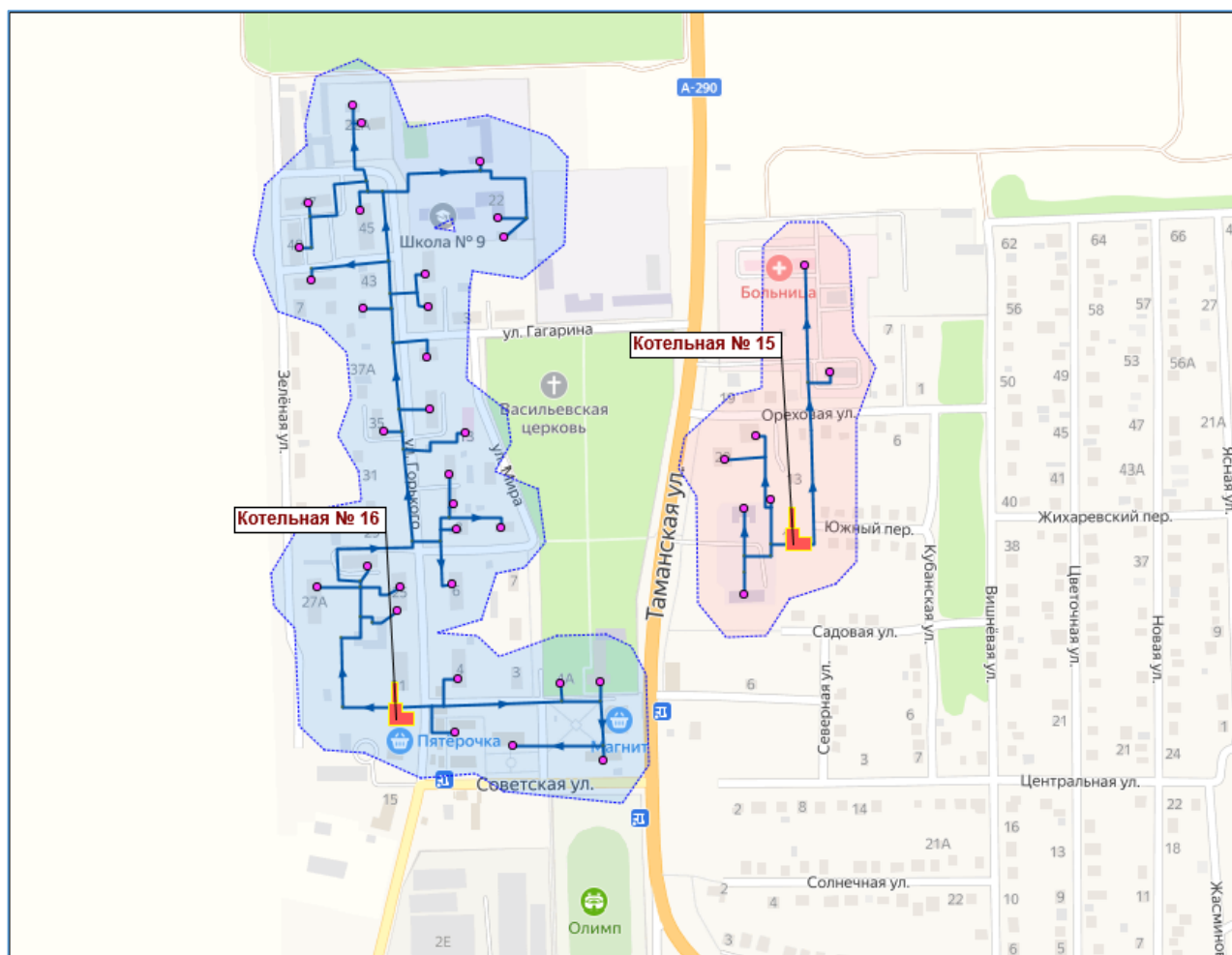


Рисунок 3.4 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей от котельных № 15 и № 16 АО «Теплоэнерго»

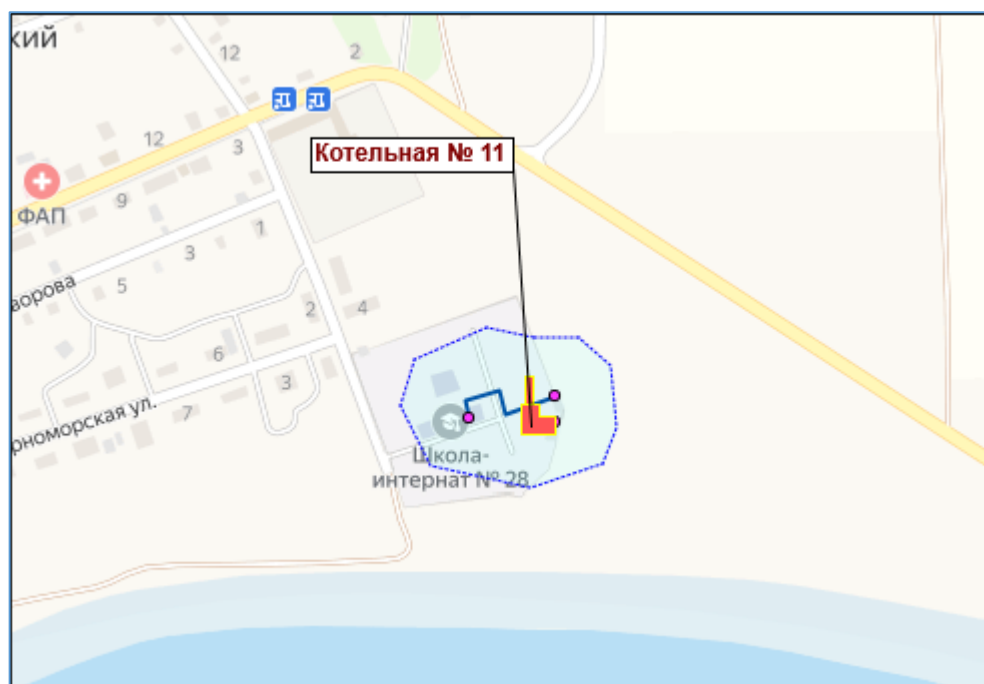


Рисунок 3.5 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей котельной № 11 АО «Теплоэнерго»

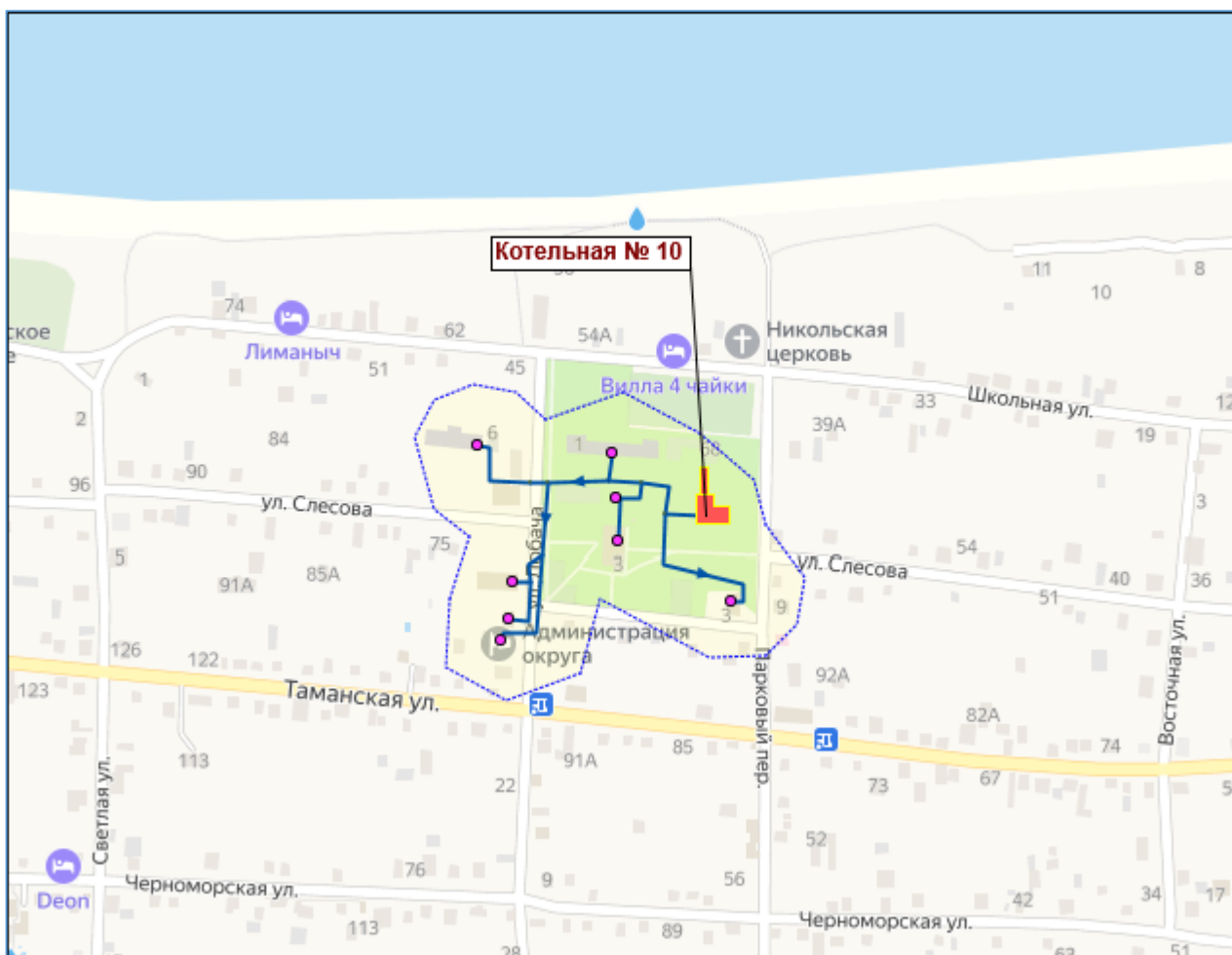


Рисунок 3.6 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 10 АО «Теплоэнерго»

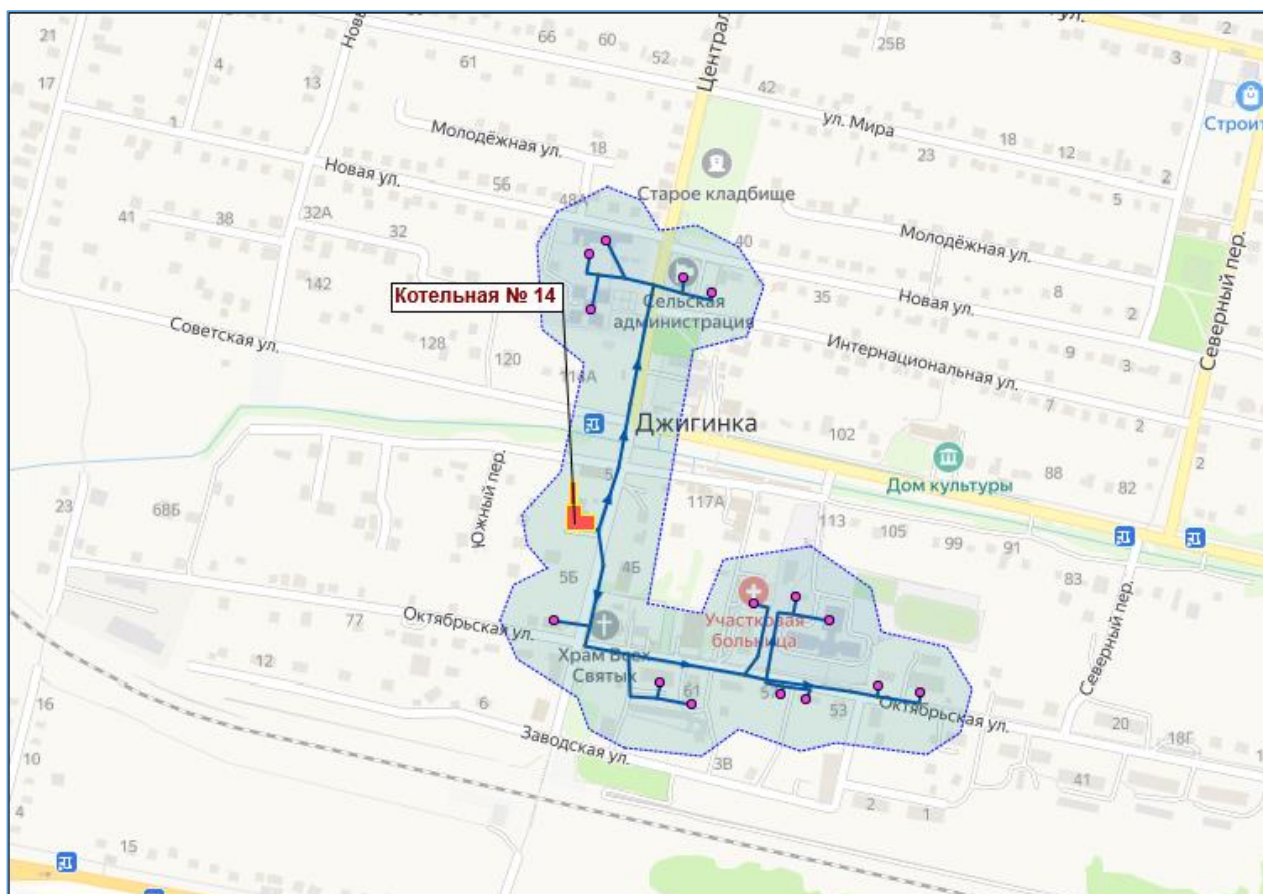


Рисунок 3.7 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 14 АО «Теплоэнерго»



Рисунок 3.8 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 17 АО «Теплоэнерго»

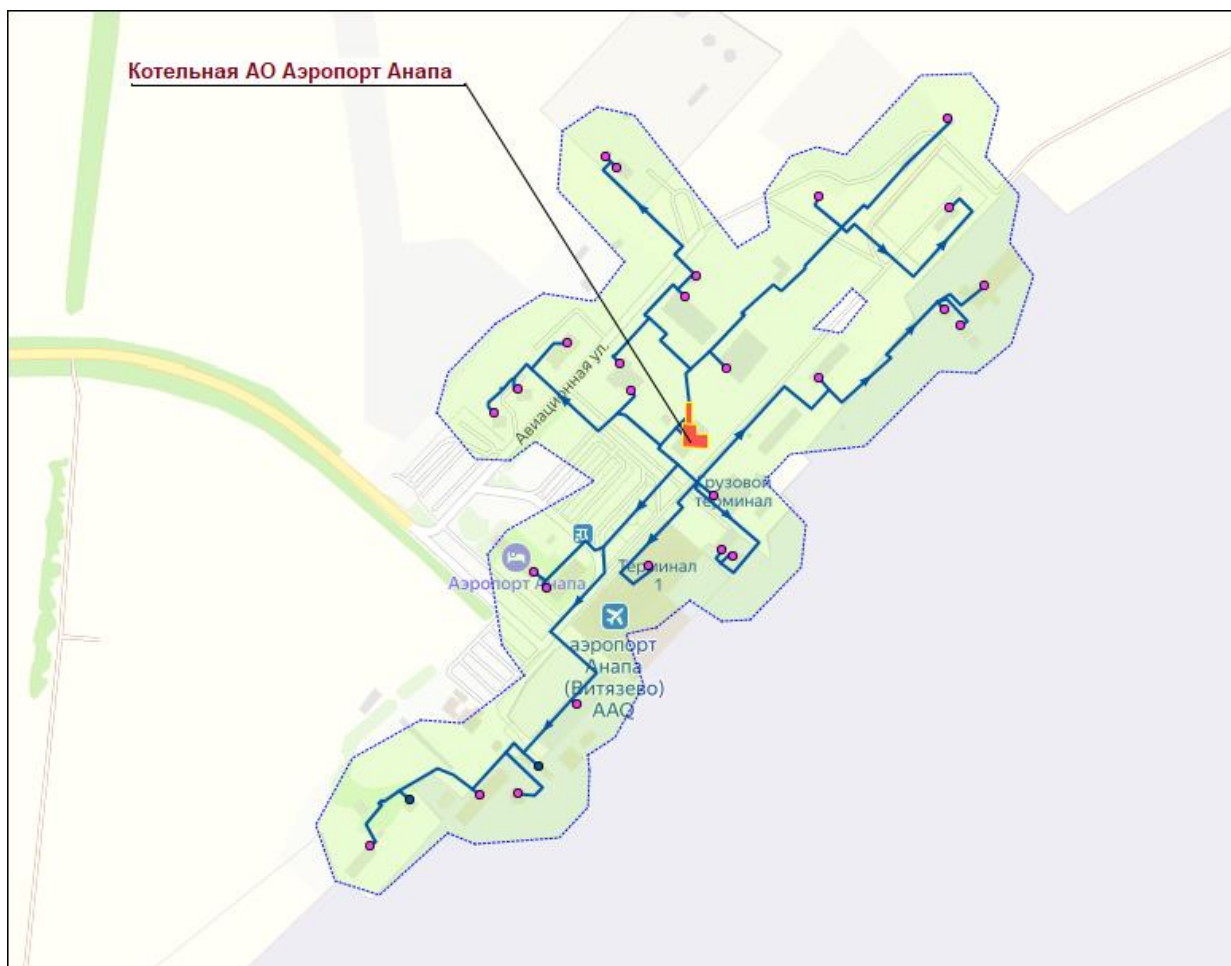


Рисунок 3.9 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной АО «Аэропорт Анапа»

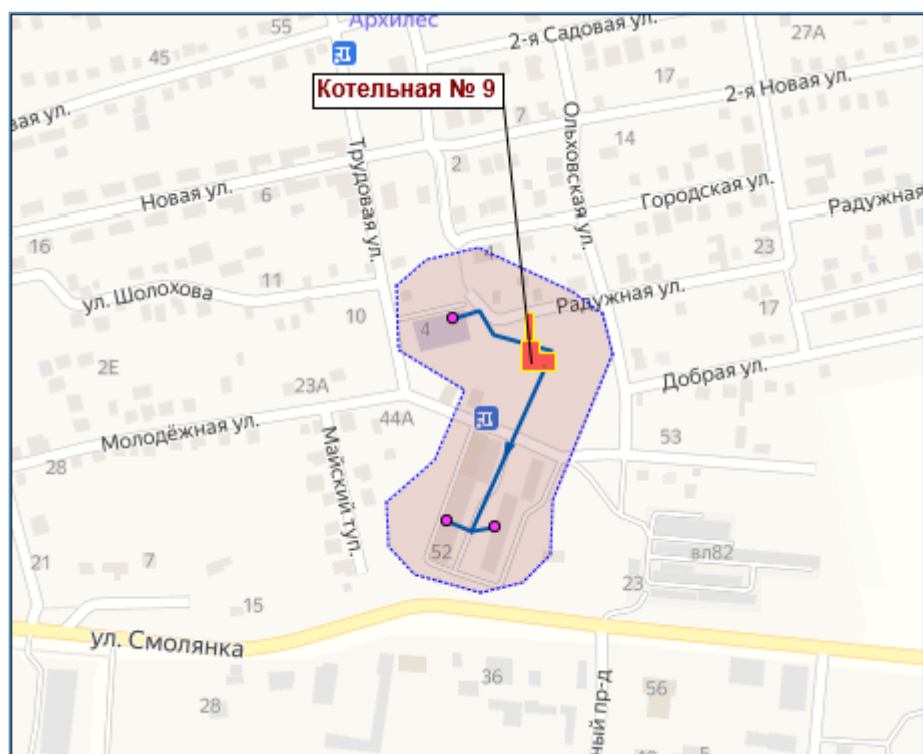


Рисунок 3.10 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 9 АО «Теплоэнерго»

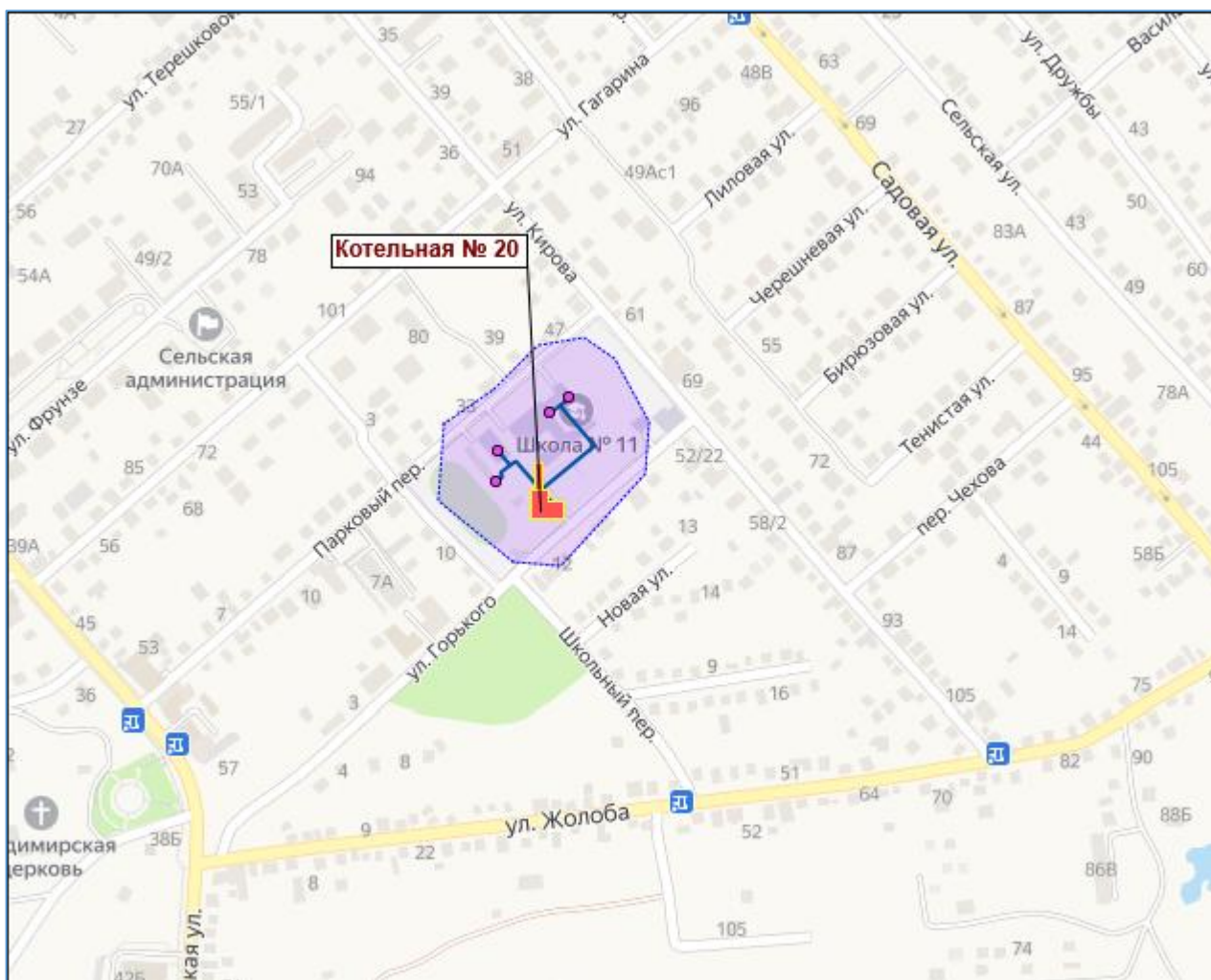


Рисунок 3.11 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 20 АО «Теплоэнерго»

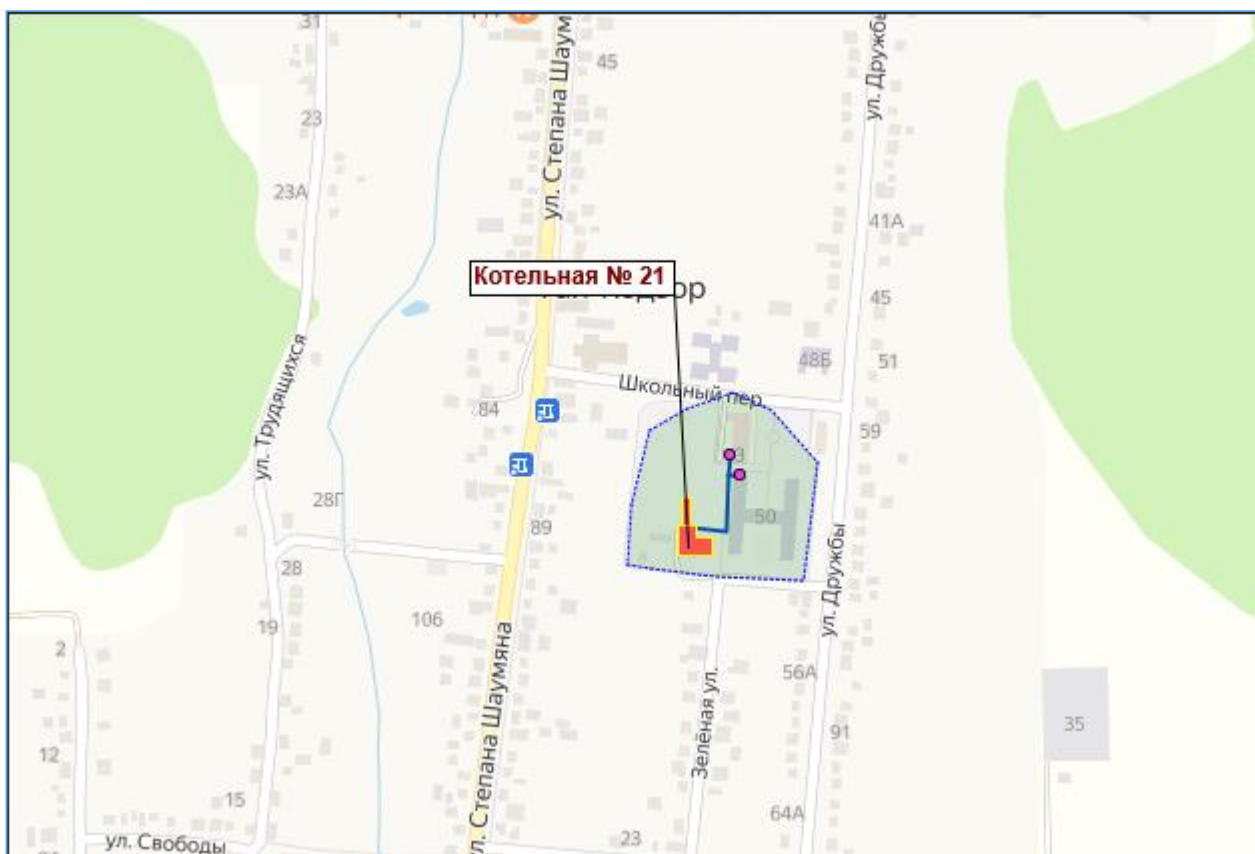


Рисунок 3.12 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 21 АО «Теплоэнерго»

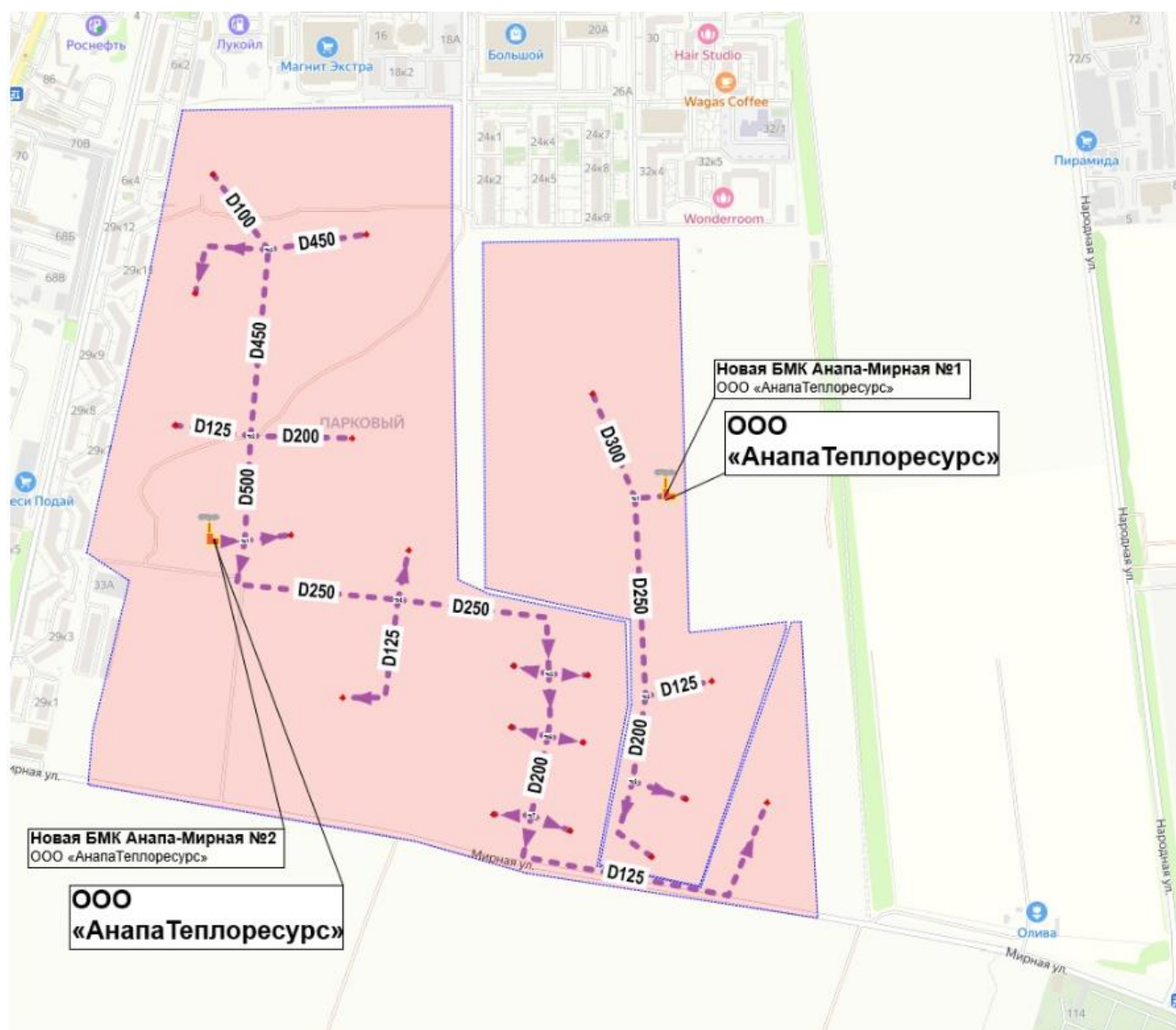


Рисунок 3.13 – Схема расположения источников тепловой энергии и тепловых сетей от котельных АО «АнапаТеплоРесурс»

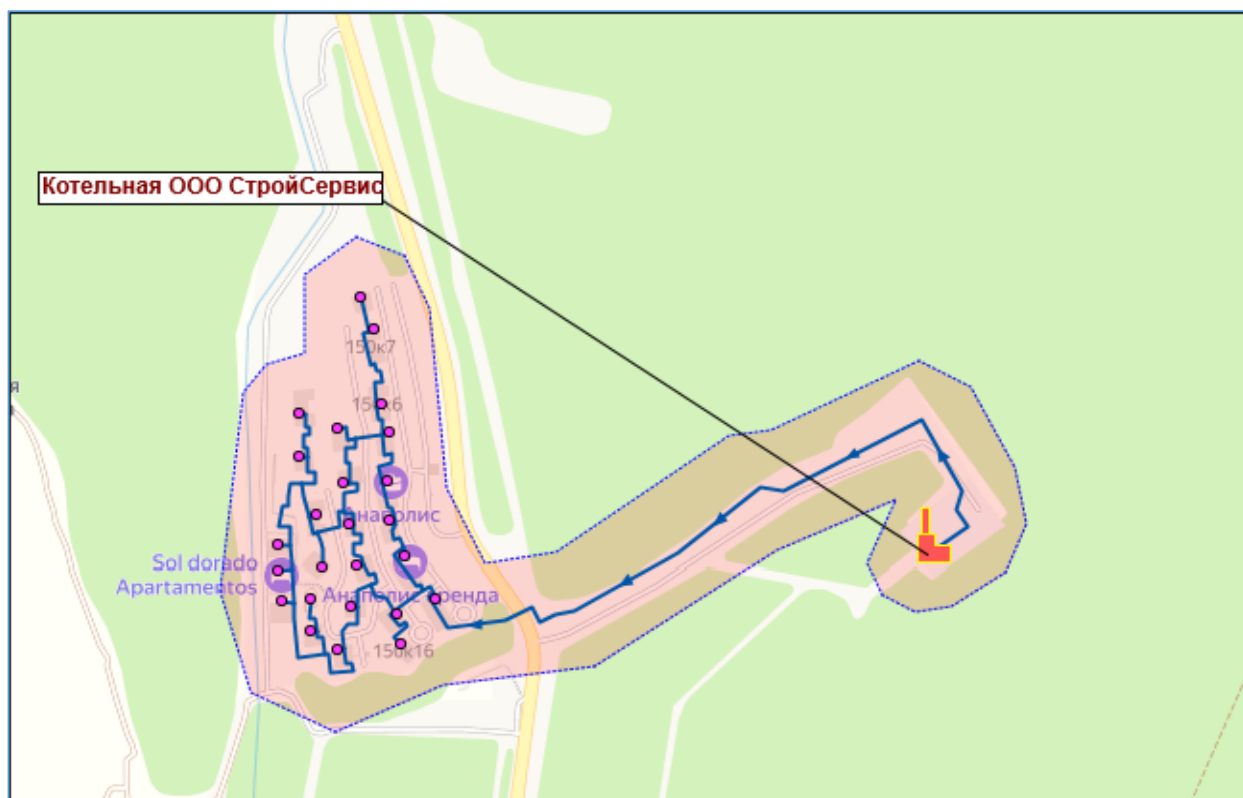


Рисунок 3.14 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной ООО «СтройСервис»

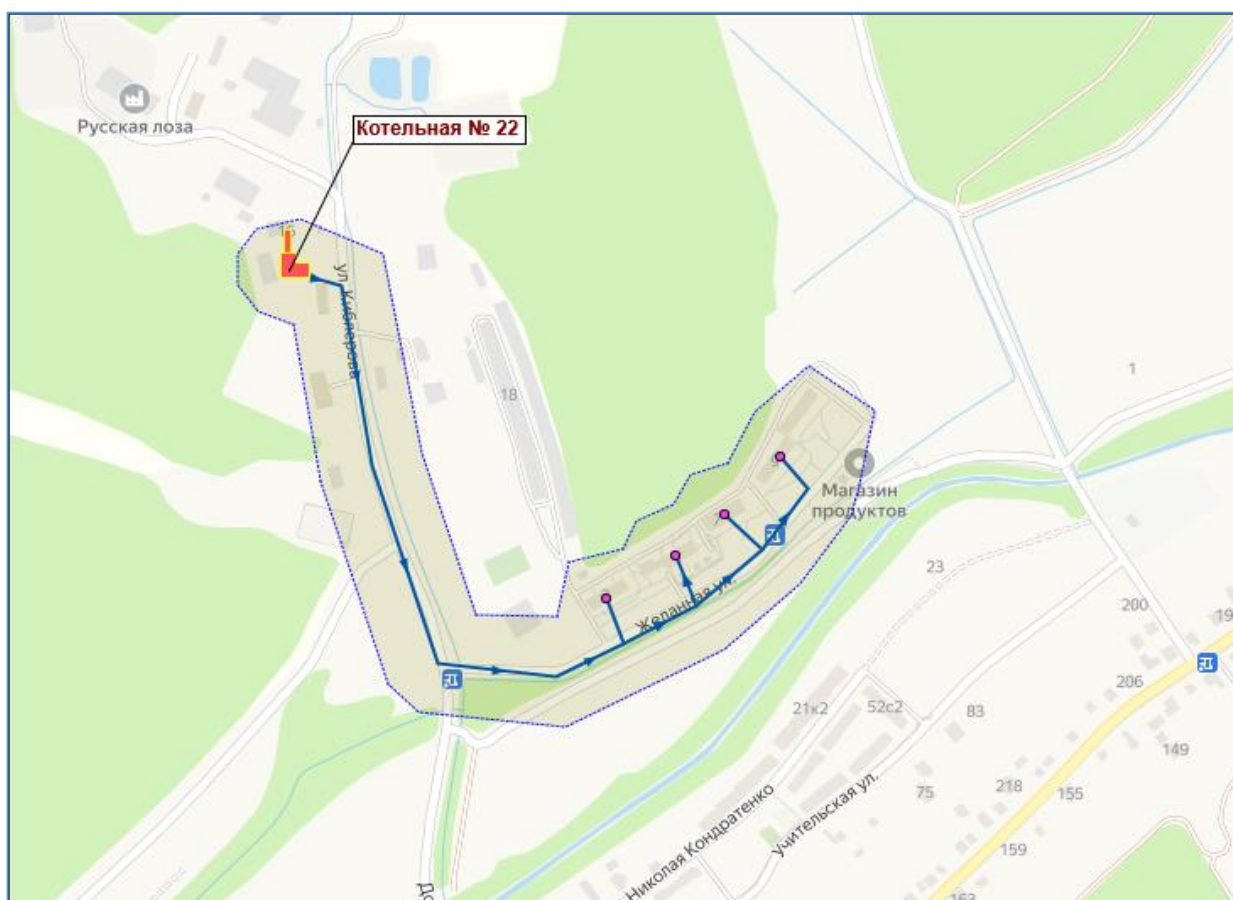


Рисунок 3.15 – Схема расположения источника тепловой энергии и тепловых сетей от котельной № 22 АО «Теплоэнерго»

3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Теплосети в силу множества негативных факторов, таких как вибрация, несоосность труб, перепады температур, механические воздействия, подвержены различным деформациям. Для предупреждения деформаций стальных трубопроводов, для разгрузки их от возникающих температурных напряжений, для предохранения от разрушения установленной на теплопроводах арматуры в трубопроводных системах теплосетей применяются компенсаторы. Таким образом, появляется возможность снижения затрат и потерь тепловой энергии при строительстве и эксплуатации тепловых сетей за счет применения компенсаторов.

Надежность и безаварийность работы тепловых сетей во многом зависят от правильного решения вопросов компенсации температурных удлинений теплопроводов, выбора способа прокладки тепловых сетей и других местных условий.

Для компенсации температурных деформаций теплопроводов при канальной прокладке в основном применяются П-образные и сальниковые компенсаторы.

По принципу работы компенсаторы делятся на две группы:

- 1) радиальные или гибкие устройства, воспринимающие удлинение трубопроводов изгибом;
- 2) осевые устройства скользящего и упругого типов, в которых удлинения воспринимаются телескопическим перемещением труб или сжатием пружинящих вставок.

Радиальную компенсацию выполняют с помощью П-образных компенсаторов, углов поворота трубопроводов, Z-образных участков и др.

Осевую компенсацию выполняют с помощью осевых (сальниковых, сильфонных, линзовых, волнистых) компенсаторов.

Наиболее надежна в эксплуатации так называемая естественная компенсация, или самокомпенсация, которая допускается для всех способов прокладки тепловых сетей и находит широкое применение на практике. Естественная компенсация температурных удлинений достигается на поворотах и изгибах трассы за счет гибкости самих труб. Преимуществами этого вида компенсации являются простота устройства, надежность, отсутствие необходимости в надзоре и уходе, разгруженность неподвижных опор от усилий внутреннего давления. Для устройства естественной компенсации не требуется дополнительный расход труб и специальных строительных конструкций.

Гибкие компенсаторы из стальных труб (П-образные и др.), а также углы поворотов трубопроводов от 90° до 130° (самокомпенсация) применяют для компенсации тепловых удлинений трубопроводов независимо от параметров теплоносителя, способа прокладки и диаметра труб. Все части гнутых компенсаторов соединяются сваркой. Диаметр, толщина стенки и марка стали труб для гнутых компенсаторов должны быть такими, как для трубопроводов основных участков.

Для П-образных компенсаторов также характерны:

- большие габариты;
- увеличение зон отчуждения дорогостоящей городской земли;

- необходимость строительства дополнительных направляющих опор, а при подземной прокладке - специальных камер (что довольно затруднительно в городских условиях);

- высокая стоимость компенсаторов, особенно больших диаметров.

Наиболее сложными в эксплуатации и монтаже являются сальниковые компенсаторы: они требуют постоянного обслуживания, связанного с периодической подтяжкой уплотнения и заменой уплотнительного материала и, следовательно, содержания ремонтных бригад. При подземной прокладке теплопроводов установка сальниковых компенсаторов требует строительства дорогостоящих камер.

При отсутствии регулярного их обслуживания не исключены протечки теплоносителя. При большой протяженности тепловых сетей суммарная величина такого рода протечек может достигать достаточно больших значений, приводящих к дополнительным затратам:

- увеличивается потребление холодной воды (потери на теплоисточниках);
- перерасход топлива на теплоисточниках и снижение технико-экономических показателей их работы;
- рост потребления электроэнергии на привод подпиточных насосов;
- рост потребления электроэнергии, связанный с работой котлов на питательные насосы;
- в связи с намоканием теплоизоляции из-за утечек ускоряется коррозия наружной поверхности сальниковых компенсаторов и прилегающих к ним трубопроводов.

Необслуживаемым устройством является сильфонное компенсирующее устройство (далее - СКУ). СКУ не требует технических осмотров и ремонтов весь срок службы компенсатора, который соответствует сроку службы всей теплотрассы в пенополиуретановой (далее - ППУ) изоляции. СКУ могут размещаться в любом месте трубопровода между неподвижными опорами. При выборе места размещения СКУ должна быть обеспечена возможность сдвига кожуха компенсатора в любую сторону на его полную длину (если конструкцией предусмотрен сдвиг кожуха).

Обязательная номенклатура показателей надежности сильфонных компенсаторов (сильфонных компенсационных устройств) включает в себя:

- показатель долговечности: назначенный срок службы сильфонных компенсаторов (сильфонных компенсационных устройств) не менее 20 лет.
- показатель безотказности: вероятность безотказной работы для назначенной наработки не менее 0,95.

При реконструкции и строительстве новых подземных теплопроводов применение сильфонных компенсаторов позволяет отказаться от строительства камер для установки компенсаторов, что приводит к существенному снижению капитальных затрат.

Экономическая эффективность от замены сальниковых компенсаторов на сильфонные в расчете определяется следующими показателями:

- уменьшение потребления холодной воды;
- уменьшение потребления топлива;
- уменьшение потребления электроэнергии;
- снижение затрат, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом компенсаторов.

Основными причинами повреждений сильфонных компенсаторов могут быть:

- нарушение требований к монтажу осевых сильфонных компенсаторов во время их монтажа;

- нарушение соосности трубопроводов во время монтажа, а также из-за просадки направляющих опор в процессе эксплуатации;
- разрушение неподвижных опор из-за неправильного расчета нагрузок на них;
- наружная коррозия сильфонов осевых компенсаторов из-за сверхдопустимого содержания хлоридов в грунтовых водах.

При необходимости (агрессивность среды, погодные условия, особенности грунтов) может предусматриваться конструкция сильфонных компенсирующих устройств, в которой предусмотрены:

- предварительно изолированные осевые сильфонные компенсаторы;
- направляющие опоры цилиндрической формы, установленные с обеих сторон от сильфона, которые телескопически перемещаются вместе с патрубками СКУ по внутренней поверхности толстостенного кожуха. Это придает конструкции достаточную жесткость и обеспечивает соосность сильфонов, их защиту от поперечных усилий и изгибающих моментов, возникающих при возможных прогибах теплопровода из-за просадки грунта или направляющих опор;
- ограничители хода сильфона, которые также защищают сильфон от крутящих моментов;
- толстостенный кожух, изготавливаемый из труб, применяемых для теплопроводов, который задает направление перемещения цилиндрических направляющих опор СКУ, и, в то же время, обеспечивает защиту сильфона от нагрузок, возникающих под действием давления грунта и автотранспорта при бесканальной прокладке теплопровода;
- 100 % герметизация сильфона от проникновения грунтовых вод;
- нанесение антикоррозийного покрытия на наружную поверхность сильфонов СК, применяемых в тепловых сетях, для увеличения сроков службы СК;
- ужесточение требования к хранению, транспортировке и монтажу с целью недопущения их повреждений и коррозии при их хранении.

В пределах города Анапа грунты в местах прокладки тепловых сетей представлены следующими породами: суглинок песчанистый, глина, песок средней крупности и плотности, чернозём. Глубина промерзания грунтов на открытых участках менее 15 см.

Глубина залегания уровня грунтовых вод непостоянна, изменяется в зависимости от характера рельефа и условий залегания водовмещающей толщи.

В целом, по МО город-курорт Анапа территория благоприятна для строительства объектов теплоснабжения. В отдельных местах освоение, возможно, потребует проведения мероприятий по понижению уровня грунтовых вод.

Инженерно-геологические условия строительства сетей теплоснабжения условно благоприятные. Несущая способность грунтов достаточна для любого вида строительства.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» при прокладке тепловых сетей в каналах ниже максимального уровня стояния грунтовых вод следует предусматривать попутный дренаж, а для наружных поверхностей строительных конструкций и закладных частей - гидрозащитную изоляцию. При невозможности применения попутного дренажа должна предусматриваться оклеечная гидроизоляция на высоту, превышающую максимальный уровень грунтовых вод на 0,5 м, или другая эффективная гидроизоляция.

На углах поворота и на прямых участках попутных дренажей следует предусматривать устройство смотровых колодцев не реже чем через 50 м. Отметка дна колодца должна приниматься на 0,3 м ниже отметки заложения примыкающей дренажной трубы.

Сборные каналы со стенками из неармированного бетона, усиленными кирпичной

кладкой, рекомендуется предусматривать в слабых грунтах высокой влажности. Оклеечная гидроизоляция служит защитой от проникновения в канал грунтовой воды, воды атмосферных осадков. Каналы с прочными армированными конструкциями перекрытий и стенок пригодны для повсеместной прокладки (под улицами, площадями и под автодорогами местного значения). Подготовка основания из фильтрующих материалов под каналами предупреждает затопление тепловых сетей в период максимального паводкового подъема уровня грунтовых вод. Каналы с дренажной обсыпкой стенок и дренажной трубой предназначены для прокладок в зоне грунтовых вод.

Из прямиков камер и тоннелей в нижних точках должны предусматриваться самотечный отвод случайных вод в сбросные колодцы и устройство отключающих клапанов на входе самотечного трубопровода в колодец. Отвод воды из прямиков других камер (не в нижних точках) должен предусматриваться передвижными насосами или непосредственно самотеком в системы канализации с устройством на самотечном трубопроводе гидрозатвора, а в случае возможности обратного хода воды - дополнительно отключающих клапанов.

Отвод воды из системы попутного дренажа должен предусматриваться самотеком или откачкой насосами в дождевую канализацию, водоемы или овраги.

При бесканальной прокладке теплопроводов с полиэтиленовым покровным слоем устройство попутного дренажа не требуется. Теплопроводы укладываются на песчаное основание при несущей способности грунтов не менее 0,15 МПа. В слабых грунтах с несущей способностью менее 0,15 МПа рекомендуется устройство искусственного основания.

При обнаружении на территории просадочных, засоленных, набухающих грунтов необходимо предусматривать мероприятия, предотвращающие просадку строительных конструкций тепловых сетей, вызывающую прогиб трубопроводов более допустимой расчетной величины. Бесканальную прокладку тепловых сетей в этом случае применять не допускается. В основании камер должно предусматриваться уплотнение грунтов на глубину не менее 1 м. В основании каналов при величине просадки более 40 см должно предусматриваться уплотнение грунтов на глубину 0,3 м, а при величине просадки более 40 см должна предусматриваться дополнительно укладка слоя суглинистого грунта, обработанного водоотталкивающими материалами (битумами или дегтярными), толщиной не менее 10 см на всю ширину траншеи. Под полами тепловых пунктов, насосных и т.п., а также емкостных сооружений следует предусматривать уплотнение грунта на глубину 2,0 - 2,5 м. Контур уплотненного грунта должен быть больше габаритов сооружения не менее чем на 3,0 м в каждую сторону.

При прокладке тепловых сетей используются все возможные типы прокладки: надземная, подземная канальная и бесканальная, прокладка по подвалам зданий.

Надземная прокладка применяется преимущественно на территориях с промышленной застройкой, при переходах через естественные преграды. При этом прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам.

При использовании бесканальной прокладки в течение последних 10 лет используются трубы в пенополиуретановой изоляции с системой оперативного дистанционного контроля. Вместе с тем указанная система практически не используется.

В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые краны, вентили и дисковые затворы.

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на выходных коллекторах котельных, а также на насосных станциях установлены аварийно-сбросные клапаны.

Для выполнения оперативных переключений в системе теплоснабжения, для

ремонтного обслуживания запорных и компенсационных устройств, для установки измерительных приборов с целью выполнения измерений режимных параметров теплоносителя тепловые трассы оборудованы тепловыми камерами. Тепловые камеры тепловых сетей выполнены по проектам строительства тепловых сетей.

Тепловые камеры тепловых сетей зоны централизованного теплоснабжения в основном выполнены из сборного железобетона или полностью монолитными железобетонными конструкциями. Незначительная часть тепловых камер (в основном старой постройки) - кирпичные.

В железобетонные перекрытия тепловых камер вмонтированы чугунные или стальные люки для осмотра и спуска в камеры. Под ними установлены металлические лестницы для спуска и осмотра тепловых камер обслуживающим персоналом. Количество люков - 2 или 4 шт. на каждую камеру в соответствии с проектом и требованиями правил техники безопасности. В отдельных случаях смотровые камеры, в основном на проезжей части дорог, имеют один люк.

Согласно предоставленным данным от теплоснабжающих и теплосетевых организаций параметры основной тип прокладки тепловой сети в МО город-курорт Анапа - подземная, канальная, преобладающий тип изоляции - минеральная вата и минеральные плиты, на некоторых участках применяется пенополи- мербетон и пенополиуретан.

Наибольшую протяженность на территории МО город-курорт Анапа имеют тепловые сети, обслуживаемые АО «Теплоэнерго». Среди них наибольшую протяжённость имеют тепловые сети от котельной № 3.

Общие характеристики магистральных, распределительных тепловых сетей и сетей ГВС на территории МО город-курорт Анапа в разрезе ЕТО и ТСО представлены в таблице ниже.

Таблица 3.5 – Общая характеристика тепловых сетей ТСО в зонах деятельности ЕТО на территории МО город-курорт Анапа (П11.1 МУ)

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубно исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
АО "Теплоэнерго"							
котельная № 1, ул. Парковая, 58А							
TK2A-P	0,219	116	STD	надземная	1975	25,404	3,644
P-адм.корпус Парк.58А	0,219	10	STD	канальная	1975	2,190	0,314
адм.корпус-TK30	0,219	64	STD	канальная	1975	14,016	2,010
TK30-TK30A	0,219	220	STD	канальная	1975	48,180	6,912
TK30A-TK31	0,219	310	STD	канальная	1975	67,890	9,738
TK31-TK31A	0,159	396	STD	канальная	1975	62,964	6,998
TK31A-TK32	0,159	60	STD	канальная	1975	9,540	1,060
TK19- м-н 12 ж.д.№11	0,089	30	STD	канальная	1977	2,670	0,150
TK17A- м-н 12 ж.д. №10	0,219	94	STD	канальная	1977	20,586	2,954
м-н 12 ж.д. №10-TK-17	0,219	168	STD	канальная	1977	36,792	5,278
TK6-TK-15	0,273	204	STD	канальная	1977	55,692	6,408
TK15Б- м-н 12 ж.д.№7	0,108	174	STD	канальная	1977	18,792	1,366
TK43-TK42	0,325	246	STD	канальная	1978	79,950	17,388
TK-42-TK-41	0,325	190	STD	канальная	1978	61,750	13,430
TK-40-TK39	0,325	372	STD	канальная	1978	120,900	26,296
TK6-TK5A	0,426	106	STD	канальная	1978	45,156	13,320
TK5A-TK5A	0,426	262	STD	канальная	1978	111,612	32,924
TK5A-TK5	0,426	106	STD	канальная	1978	45,156	13,320
TK5-TK2	0,426	530	STD	наземная	1978	225,780	66,602
Котельная №1 -TK2	0,529	110	STD	наземная	1978	58,190	21,598
TK2-TK2A	0,219	78	STD	надземная	1978	17,082	2,450
TK14- м-н 12 ж.д.№33	0,108	20	STD	канальная	1978	2,160	0,158
TK36-P20	0,108	40	STD	надземная	1978	4,320	0,314
P20-ЦТП17	0,108	4	STD	надземная	1978	0,432	0,032
	0,089	2	STD	надземная	1978	0,178	0,010
P20-TK37	0,108	10	STD	надземная	1978	1,080	0,078
	0,089	5	STD	надземная	1978	0,446	0,026
TK13-TK14	0,159	80	STD	канальная	1978	12,720	1,414
м-н 12 ж.д. №20-TK23	0,219	224	STD	канальная	1979	49,056	7,038
ж.д.39-ж.д.38 м-н 12	0,159	40	STD	канальная	1980	6,360	0,706
м-н 12 ж.д.38- TK25	0,159	100	STD	канальная	1980	15,900	1,768
м-н 12 ж.д.38- TK25	0,089	50	STD	канальная	1980	4,450	0,252
м-н 12 ж.д.38- TK25	0,076	50	STD	канальная	1980	3,800	0,182
TK 25- TK25A	0,108	52	STD	канальная	1980	5,616	0,408
TK 25- TK25A	0,108	26	STD	канальная	1980	2,808	0,204

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK 25- TK25A	0,089	26	СТД	канальная	1980	2,314	0,130
TK 25- TK25A	0,076	40	СТД	канальная	1980	3,040	0,146
TK 25- TK25A	0,057	40	СТД	канальная	1980	2,280	0,078
TK16-м-н 12, ж.д.№8	0,089	54	СТД	канальная	1980	4,806	0,272
TK16-ЦТП№4	0,108	75	СТД	канальная	1980	8,100	0,590
TK17- м-н 12, ж.д.№9	0,219	144	СТД	канальная	1980	31,536	4,524
м-н 12, ж.д.№9-ЦТП-4	0,219	144	СТД	канальная	1980	31,536	4,524
TK25A- м-н 12 ж.д.№21	0,108	40	СТД	канальная	1981	4,320	0,314
TK25A- м-н 12 ж.д.№21	0,108	20	СТД	канальная	1981	2,160	0,158
TK25A- м-н 12 ж.д.№21	0,089	20	СТД	канальная	1981	1,780	0,100
TK25A-ЦТП14	0,108	12	СТД	канальная	1981	1,296	0,094
TK25A-ЦТП14	0,108	6	СТД	канальная	1981	0,648	0,048
TK25A-ЦТП14	0,089	6	СТД	канальная	1981	0,534	0,030
TK25-м-н 12 ж.д.№22	0,089	30	СТД	канальная	1981	2,670	0,150
TK25-м-н 12 ж.д.№22	0,065	15	ППР	канальная	1981	0,976	0,042
TK25-м-н 12 ж.д.№22	0,04	15	ППР	канальная	1981	0,600	0,012
м-н 12 ж.д.№22- м-н 12ж.д.№22А	0,089	58	СТД	канальная	1981	5,162	0,292
	0,065	20	СТД	канальная	1982	1,300	0,056
P42-TK82	0,108	22		канальная	1982	2,376	0,172
	0,089	22		канальная	1982	1,958	0,110
TK82-ж.д.Стахановская,3	0,057	40	СТД	канальная	1982	2,280	0,078
TK24- м-н 12 ж.д.№31	0,076	12	СТД	канальная	1984	0,912	0,044
TK24- м-н 12 ж.д.№31	0,063	12	СТД	канальная	1984	0,756	0,024
TK24- м-н 12 ж.д.№31	0,057	12	СТД	канальная	1984	0,684	0,024
м-н 12 ж.д.№31-ТК	0,089	44	СТД	канальная	1984	3,916	0,000
ЦТП №14- м-н 12 ж.д.20	0,159	64	СТД	канальная	1985	10,176	1,130
м-н 12 ж.д.№20 - ТК24	0,159	68	СТД	канальная	1985	10,812	1,202
	0,089	50	СТД	канальная	1985	4,450	0,252
	0,057	50	СТД	канальная	1985	2,850	0,098
TK81-ЦТП25	0,219	16	СТД	канальная	1985	3,504	0,502
	0,108	87	СТД	канальная	1985	9,396	0,684
	0,089	87	СТД	канальная	1985	7,744	0,438
TK85-TK85A	0,219	38	СТД	канальная	1985	8,322	1,194
	0,108	19	СТД	канальная	1985	2,052	0,150
	0,089	19	СТД	канальная	1985	1,692	0,096
	0,108	31	СТД	канальная	1985	3,348	0,244
	0,089	31	СТД	канальная	1985	2,760	0,156
TK83-ж.д.Стахановская,1	0,057	40	СТД	канальная	1985	2,280	0,078
	0,076	20	СТД	канальная	1985	1,520	0,072
	0,038	20	СТД	канальная	1985	0,760	0,016

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK32-TK34	0,108	360	STD	канальная	1985	38,880	2,828
TK28- м-н 12 ж.д. №17	0,159	6	STD	канальная	1986	0,954	0,106
	0,133	3	STD	канальная	1986	0,400	0,036
	0,089	3	STD	канальная	1986	0,268	0,016
м-н 12 ж.д. №17- м-н 12 ж.д. №16	0,089	84	STD	канальная	1986	7,476	0,422
	0,076	42	STD	канальная	1986	3,192	0,152
	0,032	42	STD	канальная	1986	1,344	0,026
	0,057	24	STD	канальная	1986	1,368	0,048
насосная- м-н 12 ж.д. №36	0,089	230	STD	канальная	1986	20,470	1,156
м-н 12 ж.д. №36-TK22	0,133	30	STD	канальная	1986	3,990	0,368
	0,089	15	STD	канальная	1986	1,336	0,076
	0,057	15	STD	канальная	1986	0,856	0,030
TK22-TK21	0,133	120	STD	канальная	1986	15,960	1,472
	0,089	60	STD	канальная	1986	5,340	0,302
	0,057	60	STD	канальная	1986	3,420	0,118
TK21- м-н 12 ж.д. №37	0,057	50	STD	канальная	1986	2,850	0,098
TK21-TK20	0,089	110	STD	канальная	1986	9,790	0,552
TK15Б- Чехова, ж.д. №4	0,076	30	STD	канальная	1986	2,280	0,108
	0,089	15	STD	канальная	1986	1,336	0,076
	0,076	15	STD	канальная	1986	1,140	0,054
TK9- Чехова, ж.д. №1	0,108	134	STD	канальная	1986	14,472	1,052
TK8-дюш5	0,273	18	STD	канальная	1986	4,914	0,884
Дюш5-TK9	0,219	36	STD	канальная	1986	7,884	1,130
TK5-TK81	0,219	334	STD	канальная	1986	73,146	10,492
TK16А-TK16	0,108	40	STD	канальная	1986	4,320	0,314
TK85Б-ж.д. Стахановская, 7	0,057	66	STD	канальная	1987	3,762	0,130
	0,076	33	ППР	канальная	1987	2,508	0,120
	0,04	33	STD	канальная	1987	1,320	0,034
TK87-ЦТП №21	0,159	16	STD	канальная	1987	2,544	0,282
TK39-TK7	0,325	130	STD	канальная	1988	42,250	9,190
TK7-TK6	0,325	300	STD	канальная	1988	97,500	21,206
TK85-ж.д. Стахановская, 5	0,057	42	STD	канальная	1988	2,394	0,082
	0,076	21	ППР	канальная	1988	1,596	0,076
ЦТП №21-TK88	0,159	24	STD	канальная	1988	3,816	0,424
	0,159	12	STD	канальная	1988	1,908	0,212
	0,089	12	STD	канальная	1988	1,068	0,060
	0,04	21	STD	канальная	1988	0,840	0,022
TK89-ж.д. Стахановская, 15	0,089	44	STD	канальная	1988	3,916	0,222
	0,089	22	STD	канальная	1988	1,958	0,110
	0,057	22	STD	канальная	1988	1,254	0,044

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,089	29	СТД	канальная	1989	2,582	0,146
	0,076	29	СТД	канальная	1989	2,204	0,106
TK24- м-н 12 ж.д. №30	0,089	38	СТД	канальная	1989	3,382	0,192
	0,057	19	СТД	канальная	1989	1,084	0,038
	0,089	40	СТД	канальная	1989	3,560	0,202
	0,057	40	СТД	канальная	1989	2,280	0,078
TK20-TK19	0,159	114	СТД	канальная	1989	18,126	2,014
TK19-TK18	0,159	96	СТД	канальная	1989	15,264	1,696
TK18-TK17	0,219	130	СТД	канальная	1989	28,470	4,084
TK15-TK15A	0,219	38	СТД	канальная	1989	8,322	1,194
TK15A-TK-15Б	0,219	38	СТД	канальная	1989	8,322	1,194
TK-15Б - м-н 12 ж.д.№6	0,219	10	СТД	канальная	1989	2,190	0,314
м-н 12 ж.д.№6 -TK-17	0,219	212	СТД	канальная	1989	46,428	6,660
	0,057	87	СТД	канальная	1989	4,960	0,170
TK14- м-н 12 ж.д.№34	0,057	102	СТД	канальная	1991	5,814	0,200
ЦТП №3-TK-12-12A	0,159	54	СТД	канальная	1997	8,586	0,954
	0,089	25	СТД	канальная	1997	2,226	0,126
	0,057	27	СТД	канальная	1997	1,540	0,054
TK-12A-ж.д Астрах.77	0,108	86	СТД	канальная	1997	9,288	0,676
	0,108	45	СТД	канальная	1997	4,860	0,354
	0,089	45	СТД	канальная	1997	4,006	0,226
TK12-TK-12A	0,089	48	СТД	канальная	1997	4,272	0,242
	0,089	44	СТД	канальная	1997	3,916	0,222
	0,057	44	СТД	канальная	1997	2,508	0,086
TK12- м-н 12 ж.д.40	0,057	20	СТД	канальная	1997	1,140	0,040
TK12- м-н 12 ж.д.№41	0,057	22	СТД	канальная	1997	1,254	0,044
	0,057	11	СТД	канальная	1997	0,628	0,022
	0,038	11	СТД	канальная	1997	0,418	0,008
TK93-TK8A	0,133	52	ЛПУ	канальная	2017	6,916	0,638
TK8A-школа №6	0,057	50	СТД	канальная	1997	2,850	0,098
TK9-TK10	0,273	220	СТД	канальная	1997	60,060	10,800
TK23- м-н 12 ж.д.№18	0,219	174	СТД	канальная	1997	38,106	5,466
P-TK-28	0,219	60	СТД	канальная	1997	13,140	1,884
TK-28-ЦТП№3	0,159	44	СТД	канальная	1997	6,996	0,778
	0,133	22	СТД	канальная	1997	2,926	0,270
	0,089	22	СТД	канальная	1997	1,958	0,110
TK81-TK85	0,219	174	СТД	канальная	1997	38,106	5,466
TK85A-TK86	0,219	62	СТД	канальная	1997	13,578	1,948
TK35-TK36	0,108	280	СТД	канальная	1997	30,240	2,200
ЦТП25-TK82	0,057	10	СТД	канальная	1998	0,570	0,020

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,076	5	СТД	канальная	1998	0,380	0,018
	0,038	5	СТД	канальная	1998	0,190	0,004
	0,089	26	СТД	канальная	1998	2,314	0,130
	0,057	26	СТД	канальная	1998	1,482	0,052
ТК84-ж.д. Чехова,45	0,089	102	СТД	канальная	1998	9,078	0,512
	0,089	43	СТД	канальная	1998	3,828	0,216
ТК83-ТК84	0,108	174	СТД	канальная	1998	18,792	1,366
	0,057	51	СТД	канальная	1998	2,908	0,100
ТК10-ТК23	0,273	178	СТД	канальная	2000	48,594	8,738
ТК37-пер.Подстанции, 4	0,089	88	СТД	надземная	2001	7,832	0,442
	0,057	44	СТД	надземная	2001	2,508	0,086
ТК37-Краснодарская, 65	0,057	28	СТД	канальная	2001	1,596	0,054
	0,057	14	СТД	канальная	2001	0,798	0,028
ТК-ж.д.Чехова, 6Б	0,076	136	СТД	надземная	2002	10,336	0,494
	0,063	15	ППР	канальная	2003	0,946	0,030
	0,05	15	ППР	канальная	2003	0,750	0,030
ЦТП№4- м-н 12, ж.д.№9	0,065	62	ППР	канальная	2003	4,030	0,226
	0,05	62	ППР	канальная	2003	3,100	0,122
	0,09	87	ППР	канальная	2003	7,830	0,438
ТК15-ТК15Б	0,108	88	СТД	канальная	2005	9,504	0,692
ТК15Б-ТК16А	0,076	108	СТД	канальная	2005	8,208	0,392
ТК16А- Чехова. ж.д.№4Б	0,076	142	СТД	канальная	2005	10,792	0,516
	0,063	20	ППР	канальная	2008	1,260	0,040
ТК13-м-н 12 ж.д.№32	0,108	20	СТД	канальная	2008	2,160	0,158
	0,089	55	СТД	канальная	2008	4,896	0,276
	0,057	55	СТД	канальная	2008	3,136	0,108
	0,063	27	ППР	канальная	2009	1,702	0,054
	0,05	27	ППР	канальная	2009	1,350	0,054
ТК86-ж.д.Стахановская,9	0,057	44	СТД	канальная	2009	2,508	0,086
	0,057	22	СТД	канальная	2009	1,254	0,044
	0,045	22	СТД	канальная	2009	0,990	0,028
ТК33- Гребенская, ж.д.№78	0,089	14	ППУ	канальная	2009	1,246	0,070
м-н 12 ж.д.№16-м-н 12 ж.д.№45	0,076	80	СТД	канальная	2009	6,080	0,290
ЦТП2-ТК-97	0,076	48	СТД	канальная	2009	3,648	0,174
	0,032	24	ППР	канальная ппр	2009	0,768	0,014
ТК38-ИТП Заводская, 103	0,076	74	СТД	канальная	2010	5,624	0,268
	0,05	10	ППР	канальная ппр	2010	0,500	0,020
	0,04	10	ППР	канальная ппр	2010	0,400	0,010
	0,063	15	ППР	канальная	2010	0,946	0,030
	0,04	15	ППР	канальная	2010	0,600	0,016

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,065	15	ППР	канальная	2010	0,976	0,054
	0,04	15	ППР	канальная	2010	0,600	0,016
TK-28- TK-29	0,219	72	СТД	канальная	2012	15,768	2,262
TK-29- TK-13	0,159	80	СТД	канальная	2012	12,720	1,414
TK86-TK87	0,273	348,6	ППУ	канальная	2012	95,168	17,112
TK88-ж.д.Стахановская 19/2	0,108	67,3		канальная	2012	7,268	0,528
TK88-TK89	0,159	140	СТД	канальная	2012	22,260	2,474
	0,159	70	СТД	канальная	2012	11,130	1,238
	0,108	70	СТД	канальная	2012	7,560	0,550
	0,108	32	СТД	канальная	2013	3,456	0,252
TK8-TK93	0,219	16	СТД	канальная	2013	3,504	0,502
	0,325	114	СТД	канальная	2013	37,050	8,058
	0,089	8	СТД	канальная	2013	0,712	0,040
TK-105 - TK-106	0,159	82	ППУ	бесканально	2014	13,038	1,450
TK-106-TK-107	0,133	218,4	ППУ	бесканально	2014	29,048	2,680
TK-107- Обьездная, 39, к.2	0,108	11	ППУ	бесканально	2014	1,188	0,086
TK-107- Обьездная, 39, к.1	0,089	126,4	ППУ	бесканально	2014	11,250	0,636
TK-106-TK-108	0,133	95,6	ППУ	бесканально	2014	12,714	1,174
TK-108 - Обьездная,39, к.3	0,108	13	ППУ	бесканально	2014	1,404	0,102
	0,057	19	СТД	канальная	2015	1,084	0,038
	0,057	54	СТД	канальная	2015	3,078	0,106
TK32-TK35	0,108	216	СТД	канальная	2015	23,328	1,696
TK32-TK35	0,076	71	СТД	канальная	2016	5,396	0,258
TK32-TK35	0,057	71	СТД	канальная	2016	4,048	0,140
TK32-TK35	0,089	40	СТД	канальная	2016	3,560	0,202
TK32-TK35	0,089	75	СТД	канальная	2016	6,676	0,376
TK34-TK38	0,108	60	СТД	канальная	2016	6,480	0,472
TK36-ж.д.пер. Строителей,3	0,108	160	СТД	канальная	2017	17,280	1,256
TK82-TK83	0,108	52	СТД	канальная	2018	5,616	0,408
т.1(Р) -TK-51	0,219	886	ППУ	канальная	2018	194,034	27,834
TK-51 - TK-52	0,219	111	ППУ	канальная	2018	24,310	3,488
TK-52 - ж.д. ул.Парковая, 61,к.1	0,108	79	ППУ	канальная	2018	8,532	0,620
TK-41-TK-40	0,325	152	СТД	канальная	2019	49,400	10,744
TK20-м-н 12 ж.д.12	0,089	80	СТД	канальная	2019	7,120	0,402
	0,076	54	СТД	канальная	2019	4,104	0,196
	0,076	32	СТД	канальная	2020	2,432	0,116
	0,057	32	СТД	канальная	2020	1,824	0,062
TK15-ж.д. №2 Чехова	0,108	30	СТД	канальная	2020	3,240	0,236
TK16А- Чехова, ж.д.№4А	0,076	30	СТД	канальная	2022	2,280	0,108
TK-19 - TK-20	0,063	80	ППР	канальная	2022	5,040	0,158

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK24- м-н 12 ж.д.№31	0,076	12	СТД	канальная	2023	0,912	0,044
TK7-TK8	0,273	298	ППУ	канальная	2024	81,354	14,628
Всего в однотрубном исчислении		17835,3				3181,126	510,866
котельная № 2, ул. Терская, 91							
кот.№2-TK1	0,325	16	СТД	канальная	1991	5,200	1,130
TK1-TK2	0,325	26	СТД	канальная	1991	8,450	1,838
TK2-TK3	0,325	140	СТД	канальная	1991	45,500	9,896
TK3-TK4	0,325	142	СТД	канальная	1991	46,150	10,038
TK4-TK5	0,325	34	СТД	канальная	1991	11,050	2,404
TK5-TK6	0,219	50	СТД	канальная	1991	10,950	1,570
TK6-TK7	0,159	86	СТД	канальная	1991	13,674	1,520
TK7-TK8	0,159	126	СТД	канальная	1991	20,034	2,226
TK8-TK9	0,159	154	СТД	канальная	1991	24,486	2,722
TK9-TK10	0,219	108	СТД	канальная	1991	23,652	3,392
TK10-TK10A	0,219	60	СТД	канальная	1991	13,140	1,884
TK10A-TK11	0,219	66	СТД	канальная	1991	14,454	2,074
TK11-TK11A	0,219	52	СТД	канальная	1991	11,388	1,634
TK11A-TK12	0,219	76	СТД	канальная	1991	16,644	2,388
TK12-TK12A	0,159	44	СТД	канальная	1991	6,996	0,778
	0,057	44	СТД	канальная	1991	2,508	0,086
TK12A-ж/д Терская 39	0,108	12	СТД	канальная	1991	1,296	0,094
	0,057	12	СТД	канальная	1991	0,684	0,024
Терская 39	0,057	160	СТД	канальная	1991	9,120	0,314
Терская 39-TK12Г	0,057	8	СТД	канальная	1991	0,456	0,016
TK12Д- TK12Е	0,219	180	ППУ	канальная	2023	39,420	5,654
TK12A-TK12Б	0,159	32	СТД	канальная	1991	5,088	0,566
TK12Б-TK12В	0,159	52	СТД	канальная	1991	8,268	0,918
TK12В-Протопова 60	0,089	18	СТД	канальная	1991	1,602	0,090
ЦТП-1- тч. Р	0,076	108	СТД	канальная	1985	8,208	0,392
тч Р-тч.Р1 возд	0,076	80	СТД	надземная	1985	6,080	0,290
тч.Р1-TK12A	0,076	60	СТД	канальная	1985	4,560	0,218
TK11Б-ЦТП1	0,076	29	СТД	канальная	1991	2,204	0,106
	0,076	29	СТД	канальная	1991	2,204	0,106
TK11-ЦТП1	0,159	110	СТД	канальная	1991	17,490	1,944
ЦТП1-ж/д Терская 55	0,057	16	СТД	канальная	1991	0,912	0,032
	0,057	8	СТД	канальная	1991	0,456	0,016
	0,057	8	СТД	канальная	1991	0,456	0,016
ЦТП1-TK11Б	0,108	18	СТД	канальная	1991	1,944	0,142
	0,108	9	СТД	канальная	1991	0,972	0,070

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,057	9	СТД	канальная	1991	0,514	0,018
TK11Б-Протапова 88	0,108	26	СТД	канальная	1991	2,808	0,204
	0,108	13	СТД	канальная	1991	1,404	0,102
	0,057	13	СТД	канальная	1991	0,742	0,026
TK11Б-Протапова 86	0,108	54	СТД	канальная	1991	5,832	0,424
	0,108	27	СТД	канальная	1991	2,916	0,212
	0,089	27	СТД	канальная	1991	2,404	0,136
TK11А - ж.д. Терская,40	0,089	44	СТД	канальная	1990	3,916	0,222
TK12Г-Черноморская 13	0,108	14	СТД	канальная	1991	1,512	0,110
	0,063	7	СТД	канальная	1991	0,442	0,014
	0,057	7	СТД	канальная	1991	0,400	0,014
TK6-TK6Б	0,108	128	СТД	канальная	1991	13,824	1,006
TK6Б-TK6Г	0,108	36	СТД	канальная	1991	3,888	0,282
TK6Б-Астраханская 4	0,057	48	СТД	канальная	1996	2,736	0,094
TK6Г-Протапова 104	0,076	26	СТД	канальная	1996	1,976	0,094
TK6Г-ЦК Родина	0,089	244	СТД	канальная	1996	21,716	1,226
TK4-TK4А	0,057	12	СТД	канальная	2012	0,684	0,024
TK4 - Терская,84	0,076	61	СТД	канальная	2002	4,636	0,222
TK4А-Астраханская 3	0,057	10	СТД	канальная	2012	0,570	0,020
TK3-TK3А	0,089	20	СТД	канальная	2003	1,780	0,100
TK3А-TK3В	0,089	114	СТД	канальная	2003	10,146	0,574
TK-3В-Крымская 83	0,089	18	СТД	канальная	2003	1,602	0,090
TK3В-т.б.	0,057	116	СТД	надземная	2003	6,612	0,228
т.б. - Крымская 81	0,057	80	СТД	надземная	2003	4,560	0,158
TK1-TK13	0,325	98	СТД	канальная	1991	31,850	6,928
	0,325	98	СТД	канальная	1991	31,850	6,928
TK13-TK13А	0,159	18	СТД	канальная	1991	2,862	0,318
TK13А-TK13/1	0,159	48	СТД	канальная	1991	7,632	0,848
TK13/1-Владимирская 4	0,089	18	СТД	канальная	1991	1,602	0,090
TK13/1-ТК 13/2	0,159	62	СТД	канальная	1991	9,858	1,096
TK13/2-ТК 13/3	0,057	30	СТД	канальная	1991	1,710	0,058
TK13/3-Владимирская, 2	0,057	16	СТД	канальная	1991	0,912	0,032
Владимирская, 4 -TK13/7	0,089	152	СТД	канальная	1991	13,528	0,764
TK13/7 - Владимирская, 8	0,089	60	СТД	канальная	1991	5,340	0,302
TK13/2-ТК 13/4	0,159	124	СТД	канальная	1991	19,716	2,192
TK13/4-Горького 2Б	0,057	42	СТД	канальная	1991	2,394	0,082
	0,057	21	СТД	канальная	1991	1,198	0,042
	0,045	21	СТД	канальная	1991	0,946	0,026
TK13/4-ТК13/5	0,159	46	СТД	канальная	1991	7,314	0,812
TK13/5-ТК13/6	0,089	30	СТД	канальная	1991	2,670	0,150

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK13/5-Горького 2а	0,057	24	ППУ	канальная	2012	1,368	0,048
TK13/4-Горького,2	0,089	52	СТД	канальная	1980	4,628	0,262
TK13-TK14	0,325	98	СТД	канальная	1991	31,850	6,928
TK14-TK18	0,325	12	СТД	канальная	1991	3,900	0,848
TK18-TK19	0,325	548	СТД	канальная	1991	178,100	38,736
TK19-TK19/4	0,159	36	СТД	канальная	1991	5,724	0,636
TK19/4-P1	0,159	90	СТД	надземная	1991	14,310	1,590
P1-TK19/5	0,159	166	СТД	надземная	1991	26,394	2,934
TK19-TK19A	0,325	246	СТД	канальная	1980	79,950	17,388
TK19/A-ГДК	0,089	90	СТД	надземная	1980	8,010	0,452
ГДК-TK19/3	0,089	80	СТД	канальная	1980	7,120	0,402
TK19A-TK20	0,325	694	СТД	канальная	1991	225,550	49,056
TK20-TK21	0,325	120	СТД	канальная	1991	39,000	8,482
TK21-TK22	0,325	114	СТД	канальная	1991	37,050	8,058
TK22-TK22/1	0,325	68	СТД	канальная	1991	22,100	4,806
TK22/1-TK23	0,325	420	СТД	канальная	1991	136,500	29,688
TK23-TK24	0,325	110	СТД	канальная	1991	35,750	7,776
TK24-Краснозеленых,7	0,089	38	СТД	канальная	2013	3,382	0,192
TK24-TK25	0,325	238	СТД	канальная	1998	77,350	16,824
TK25-TK26	0,273	256	СТД	канальная	1991	69,888	12,566
TK26-TK27	0,273	112	СТД	канальная	1991	30,576	5,498
TK27-TK28	0,273	192	СТД	канальная	1991	52,416	9,424
TK27-Крымская 177	0,089	22	СТД	канальная	1991	1,958	0,110
TK27-Крымская 179	0,089	28	СТД	канальная	2012	2,492	0,140
TK28-TK28/1	0,273	32	СТД	канальная	1991	8,736	1,570
TK28/1-TK30	0,273	72	СТД	канальная	1991	19,656	3,534
TK30-TK31	0,273	64	СТД	канальная	1991	17,472	3,142
TK31-TK32	0,219	42	СТД	канальная	1991	9,198	1,320
TK32-TK33	0,219	194	СТД	канальная	1991	42,486	6,094
TK33-TK34	0,159	144	СТД	канальная	1991	22,896	2,544
TK34-TK35	0,159	146	СТД	канальная	1991	23,214	2,580
TK35-TK35/1	0,076	77	СТД	канальная	1991	5,852	0,280
TK35-TK36	0,159	18	СТД	канальная	1991	2,862	0,318
TK36-TK-37	0,108	24	СТД	канальная	1990	2,592	0,188
TK37-Первомайская, 32	0,076	6	СТД	канальная	1990	0,456	0,022
TK37-ДОСААФ возд	0,108	78	СТД	надземная	1990	8,424	0,612
TK32/1-ЦТП18	0,108	148	СТД	канальная	1991	15,984	1,162
ЦТП18-TK28/3	0,089	26	СТД	канальная	1991	2,314	0,130
	0,089	13	СТД	канальная	1991	1,158	0,066
	0,057	13	СТД	канальная	1991	0,742	0,026

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK28/3-Крымская 216	0,089	50	СТД	канальная	1991	4,450	0,252
	0,089	25	СТД	канальная	1991	2,226	0,126
	0,057	25	СТД	канальная	1991	1,426	0,050
TK32-ЦТП11	0,159	120	СТД	канальная	1991	19,080	2,120
ЦТП11-TK32/1	0,133	124	СТД	канальная	1991	16,492	1,522
TK28/1-TK29	0,159	42	СТД	канальная	1991	6,678	0,742
TK29-ЦТП19	0,159	150	СТД	надземная	1991	23,850	2,650
ЦТП19-Новороссийская, 261	0,108	154	СТД	канальная	1991	16,632	1,210
	0,076	77	СТД	канальная	1991	5,852	0,280
	0,057	77	СТД	канальная	1991	4,390	0,152
ЦТП19-TK31/3	0,159	156	СТД	канальная	1991	24,804	2,756
	0,108	78	СТД	канальная	1991	8,424	0,612
	0,076	78	СТД	канальная	1991	5,928	0,284
TK31/3-Новороссийская, 266	0,089	80	СТД	канальная	1991	7,120	0,402
	0,108	40	СТД	канальная	1991	4,320	0,314
	0,057	40	СТД	канальная	1980	2,280	0,078
TK-31-Новороссийская, 264	0,057	40	СТД	канальная	1980	2,280	0,078
TK31-TK31/1	0,219	158	СТД	канальная	1999	34,602	4,964
TK31/3-TK31/4	0,159	60	СТД	канальная	1999	9,540	1,060
	0,108	30	СТД	канальная	1999	3,240	0,236
	0,076	30	СТД	канальная	1999	2,280	0,108
TK31/4-Шевченко 241	0,089	120	СТД	канальная	1991	10,680	0,604
	0,076	60	СТД	канальная	1991	4,560	0,218
	0,076	60	СТД	канальная	1991	4,560	0,218
TK31/4-Шевченко 249	0,089	20	СТД	канальная	1991	1,780	0,100
	0,076	10	СТД	канальная	1991	0,760	0,036
	0,057	10	СТД	канальная	1991	0,570	0,020
TK31/4-TK31/8	0,108	200	СТД	канальная	1999	21,600	1,570
	0,076	100	СТД	канальная	1999	7,600	0,364
	0,057	100	СТД	канальная	1999	5,700	0,196
TK31/1-TK31/5	0,159	586	СТД	канальная	1999	93,174	10,356
TK31/5-Новороссийская, 308	0,057	112	СТД	канальная	1999	6,384	0,220
Новороссийская,308 -TK-31/7	0,076	278	СТД	надземная	1990	21,128	1,010
TK13-TK14/1	0,325	98	СТД	канальная	1980	31,850	6,928
TK15-TK15/2	0,325	242	СТД	канальная	1991	78,650	17,106
TK14/1-TK15	0,325	80	СТД	канальная	1999	26,000	5,654
TK15-TK-16	0,133	274	СТД	канальная	1980	36,442	3,362
TK15/2-Крымская 128	0,089	48	СТД	канальная	1999	4,272	0,242
TK16-TK17	0,325	130	СТД	канальная	1991	42,250	9,190
TK17-TK17/1	0,159	50	СТД	канальная	1991	7,950	0,884

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK17/1-Владимирская, 5	0,089	36	СТД	канальная	1991	3,204	0,180
TK17/1-TK17/2	0,159	224	СТД	канальная	1991	35,616	3,958
TK17/2-TK17/3	0,159	134	СТД	канальная	1991	21,306	2,368
TK17/3-TK17/4	0,133	18	СТД	канальная	1991	2,394	0,220
TK17/4-TK17/5	0,133	98	СТД	канальная	1991	13,034	1,202
TK17/5-TK17/6	0,133	104	СТД	канальная	1991	13,832	1,276
TK14-TK17/7	0,325	644	СТД	канальная	1991	209,300	45,522
TK17/7-TK74	0,377	1326	СТД	канальная	1991	499,902	127,576
TK13/4-ЦТП5	0,159	12	СТД	канальная	1991	1,908	0,212
	0,057	6	СТД	канальная	1991	0,342	0,012
	0,045	6	СТД	канальная	1991	0,270	0,008
TK21-TK21/1	0,273	204	СТД	канальная	1995	55,692	19,628
TK21/1-TK21/2	0,273	130	СТД	канальная	1995	35,490	6,382
TK21/2-ЦТП16	0,159	354	СТД	канальная	1995	56,286	6,256
ЦТП16-TK21/3	0,108	22	СТД	канальная	1996	2,376	0,172
	0,089	11	СТД	канальная	1996	0,980	0,056
	0,057	11	СТД	канальная	1996	0,628	0,022
TK21/3 - МБДОУ Д/С №1	0,089	92	СТД	канальная	1991	8,188	0,462
	0,089	46	СТД	канальная	1996	4,094	0,232
	0,057	46	СТД	канальная	1996	2,622	0,090
TK21/3-TK21/4	0,108	128	СТД	канальная	1996	13,824	1,006
	0,089	64	СТД	канальная	1996	5,696	0,322
	0,057	64	СТД	канальная	1996	3,648	0,126
TK21/4-Крымская190	0,057	46	СТД	канальная	1991	2,622	0,090
	0,057	23	СТД	канальная	1991	1,312	0,046
	0,057	23	СТД	канальная	1991	1,312	0,046
TK21/4-TK21/5	0,108	80	СТД	канальная	1996	8,640	0,628
	0,076	40	СТД	канальная	1996	3,040	0,146
	0,057	40	СТД	канальная	1996	2,280	0,078
TK21/5-Крымская 188	0,057	26	СТД	канальная	1996	1,482	0,052
	0,057	13	СТД	канальная	1996	0,742	0,026
	0,057	13	СТД	канальная	1996	0,742	0,026
TK21/5-Крымская 186	0,057	22	СТД	канальная	1996	1,254	0,044
	0,057	11	СТД	канальная	1996	0,628	0,022
	0,057	11	СТД	канальная	1996	0,628	0,022
TK21/2-TK21/6	0,159	152	СТД	канальная	1991	24,168	2,686
TK21/6-TK21/7	0,159	70	СТД	канальная	1991	11,130	1,238
TK21/7-TK21/8	0,159	64	СТД	канальная	1991	10,176	1,130
	0,108	64	СТД	канальная	1991	6,912	0,502
	0,089	32	СТД	канальная	1991	2,848	0,160

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,057	32	СТД	канальная	1991	1,824	0,062
TK21/8-ЦТП№12	0,159	10	СТД	канальная	1991	1,590	0,176
	0,108	10	СТД	канальная	1991	1,080	0,078
	0,089	5	СТД	канальная	1991	0,446	0,026
	0,057	5	СТД	канальная	1991	0,286	0,010
TK21/7-Крымская 182	0,108	24	СТД	канальная	1991	2,592	0,188
	0,089	12	СТД	канальная	1991	1,068	0,060
	0,057	12	СТД	канальная	1991	0,684	0,024
ЦТП11-Шевченко 239	0,057	42	СТД	канальная	1991	2,394	0,082
	0,057	21	СТД	канальная	1991	1,198	0,042
	0,038	21	СТД	канальная	1991	0,798	0,016
TK28-TK28/3	0,159	70	СТД	канальная	1991	11,130	1,238
TK28/3-Крымская 218	0,108	28	СТД	канальная	1991	3,024	0,220
	0,057	14	СТД	канальная	1991	0,798	0,028
	0,057	14	СТД	канальная	1991	0,798	0,028
TK25A - Крымская,171	0,108	186	СТД	канальная	2003	20,088	1,460
TK-25A - TK-25Б	0,108	5	СТД	канальная	2003	0,540	0,040
TK-25Б - Крымская 171	0,108	181	СТД	канальная	2003	19,548	1,422
ЦТП-18 - Крымская 216	0,076	50	СТД	канальная	1990	3,800	0,182
	0,057	50	СТД	канальная	1990	2,850	0,098
TK-28 - TK-28/1	0,159	80	СТД	канальная	1990	12,720	1,414
TK-28/1 - Крымская 218	0,108	28	СТД	канальная	1990	3,024	0,220
Шевченко,251 -тк-31/8	0,108	6	СТД	канальная	1990	0,648	0,048
	0,076	3	СТД	канальная	1990	0,228	0,010
	0,045	3	СТД	канальная	1990	0,136	0,004
TK-28/1 - TK-28/2	0,057	56	СТД	канальная	1990	3,192	0,110
	0,057	28	СТД	канальная	1990	1,596	0,054
	0,057	28	СТД	канальная	1990	1,596	0,054
TK-28/2 -Пермомайская 18/1	0,045	38	СТД	канальная	1990	1,710	0,048
	0,045	19	СТД	канальная	1990	0,856	0,024
	0,045	19	СТД	канальная	1990	0,856	0,024
TK-28/2 - Пермомайская 18/2	0,045	30	СТД	канальная	1990	1,350	0,038
	0,045	15	СТД	канальная	1990	0,676	0,018
	0,045	15	СТД	канальная	1990	0,676	0,018
TK-17/6 - ж.д. Крымская,138	0,057	240	СТД	канальная	1990	13,680	0,472
	0,057	240	СТД	надземная	1990	13,680	0,472
TK-16 - СОШ №2	0,108	160	СТД	канальная	1990	17,280	1,256
TK-32/1- ж.д. Шевченко,237	0,089	136	СТД	канальная	1990	12,104	0,684
TK-32/2 -Новороссийская,238	0,108	48	СТД	канальная	1990	5,184	0,376
Всего в однотрубном исчислении		19868				3754,186	642,616

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
котельная № 3 (ул. Владимирская, 101Г)							
TK73/2 - P1	0,159	118	СТД	канальная	1975	18,762	2,086
P1 - TK73A	0,057	20	СТД	надземно	1975	1,140	0,040
TK73A - точка врезки наж/д Ленина, 66А	0,133	118	СТД	надземно	1975	15,694	1,448
точка врезки наж/д Ленина, 66А - P	0,057	14	СТД	надземно	1975	0,798	0,028
P - ж/д Ленина, 66А	0,057	20	СТД	канальная	1975	1,140	0,040
точка врезки наж/д Ленина, 66А - P	0,108	20	СТД	надземно	1975	2,160	0,158
P - ж/д Трудящихся, 2	0,057	44	СТД	канальная	1975	2,508	0,086
TK-73А - ТК "Р"	0,159	102	СТД	надземно	1975	16,218	1,802
TK"Р" - ж/д Ленина, 68Б	0,089	8	СТД	канальная	1975	0,712	0,040
P-P	0,089	6	СТД	надземно	1975	0,534	0,030
P - ж/д Ленина, 68А	0,089	40	СТД	канальная	1975	3,560	0,202
TK-73А - P	0,159	324	СТД	надземно	1975	51,516	5,726
P-P	0,089	34	СТД	надземно	1975	3,026	0,170
P-P	0,076	6	СТД	надземно	1975	0,456	0,022
P - ж/д Ленина, 70А	0,076	10	СТД	канальная	1975	0,760	0,036
P-P	0,057	24	СТД	надземно	1975	1,368	0,048
P - ж/д Ленина, 70	0,076	16	СТД	канальная	1975	1,216	0,058
P-P	0,076	10	СТД	надземно	1975	0,760	0,036
P - ж/д Ленина, 68	0,076	18	СТД	канальная	1975	1,368	0,066
TK46А- P(на террит.НЭСК	0,159	36	СТД	надземная	1980	5,724	0,636
P(на террит.НЭСК) - ТК 46В	0,159	184	СТД	надземная	1980	29,256	3,252
TK46В-ТК46Г	0,159	80	СТД	надземная	1980	12,720	1,414
TK46Г-P11	0,159	142	СТД	надземная	1980	22,578	2,510
TK55-ж/д Лермонтова, 85	0,089	128	СТД	надземная	1980	11,392	0,644
ЦТП20-ж/д Ленина, 131	0,089	56	СТД	канальная	1980	4,984	0,282
ЦТП20-ж/д Ленина, 131	0,089	28	СТД	канальная	1980	2,492	0,140
ЦТП20-ж/д Ленина, 131	0,057	28	СТД	канальная	1980	1,596	0,054
TK58А-ж/д Космонавт., 34	0,089	16	СТД	канальная	1981	1,424	0,080
TK58А-ж/д Космонавт., 34	0,089	8	СТД	канальная	1981	0,712	0,040
TK58А-ж/д Космонавт., 34	0,057	8	СТД	канальная	1981	0,456	0,016
TK58Б-ж/д Маяковского, 78	0,076	32	СТД	канальная	1981	2,432	0,116
TK58Б-ж/д Маяковского, 78	0,057	16	СТД	канальная	1981	0,912	0,032
TK58Б-ж/д Маяковского, 78	0,057	16	СТД	канальная	1981	0,912	0,032
TK60-ТК58	0,159	80	СТД	канальная	1981	12,720	1,414
TK60-ТК58	0,159	40	СТД	канальная	1981	6,360	0,706
TK60-ТК58	0,089	40	СТД	канальная	1981	3,560	0,202
TK58-ТК59	0,076	44	СТД	канальная	1981	3,344	0,160
TK58-ТК59	0,076	22	СТД	канальная	1981	1,672	0,080

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK58-TK59	0,057	22	СТД	канальная	1981	1,254	0,044
TK60-ж/д Крылова, 83	0,089	70	СТД	канальная	1982	6,230	0,352
TK60-TK60A	0,159	80	СТД	канальная	1982	12,720	1,414
TK60-TK60A	0,076	40	СТД	канальная	1982	3,040	0,146
TK60-TK60A	0,057	40	СТД	канальная	1982	2,280	0,078
TK60A-TK66	0,108	24	СТД	канальная	1982	2,592	0,188
TK60A-TK66	0,159	12	СТД	канальная	1982	1,908	0,212
TK60A-TK66	0,089	12	СТД	канальная	1982	1,068	0,060
TK66-TK57	0,089	50	СТД	канальная	1982	4,450	0,252
TK66-TK57	0,089	25	СТД	канальная	1982	2,226	0,126
TK66-TK57	0,057	25	СТД	канальная	1982	1,426	0,050
TK54-ж/д Лермонтова, 121	0,089	62	СТД	надземная	1983	5,518	0,312
TK54-ж/д Лермонтова, 121	0,089	31	СТД	надземная	1983	2,760	0,156
TK54-ж/д Лермонтова, 121	0,057	31	СТД	надземная	1983	1,768	0,060
TK66-ж/д Лермонтова, 80	0,089	20	СТД	канальная	1984	1,780	0,100
TK66-ж/д Лермонтова, 80	0,089	10	СТД	канальная	1984	0,890	0,050
TK66-ж/д Лермонтова, 80	0,057	10	СТД	канальная	1984	0,570	0,020
TK54-3 - ЦТП-15	0,108	128	СТД	канальная	1985	13,824	1,006
ЦТП 15-TK54 Б	0,076	21	СТД	канальная	1985	1,596	0,076
ЦТП 15-TK54 Б	0,057	21	СТД	канальная	1985	1,198	0,042
TK54 Б-ж/д Толстого, 61	0,057	20	СТД	канальная	1985	1,140	0,040
TK54 Б-ж/д Толстого, 61	0,045	10	СТД	надземная	1985	0,450	0,012
TK54 Б-ж/д Толстого, 61	0,032	10	СТД	канальная	1985	0,320	0,006
TK54 Б-ж/д Толстого, 59	0,057	8	СТД	канальная	1985	0,456	0,016
TK54 Б-ж/д Толстого, 59	0,045	4	СТД	канальная	1985	0,180	0,006
TK54 Б-ж/д Толстого, 59	0,032	4	СТД	канальная	1985	0,128	0,002
TK63-ж/д Крылова, 8	0,045	38	СТД	канальная	1985	1,710	0,048
TK63-ж/д Крылова, 10	0,045	50	СТД	канальная	1985	2,250	0,062
TK63-ж/д Крылова, 10	0,057	25	СТД	канальная	1985	1,426	0,050
ж/д Ленина, 134(129)(по подвалу)-скор.помощь.	0,108	46	СТД	канальная	1987	4,968	0,362
ж/д Ленина, 134(129)(по подвалу)-скор.помощь.	0,076	23	СТД	канальная	1987	1,748	0,084
ж/д Ленина, 134(129)(по подвалу)-скор.помощь.	0,057	23	СТД	канальная	1987	1,312	0,046
ж/д Ленина, 134(129)-скор.помощь.	0,045	50	СТД	канальная	1987	2,250	0,062
ж/д Ленина, 134(129)-скор.помощь.	0,032	25	СТД	канальная	1987	0,800	0,016
ж/д Ленина, 134(129)-скор.помощь.	0,032	25	СТД	канальная	1987	0,800	0,016
TK59-ж/д Крылова, 79	0,057	12	СТД	канальная	1987	0,684	0,024
TK59-ж/д Крылова, 79	0,057	6	СТД	канальная	1987	0,342	0,012
TK59-ж/д Крылова, 79	0,045	6	СТД	канальная	1987	0,270	0,008
TK59-ж/д Крылова, 81	0,057	76	СТД	канальная	1987	4,332	0,150
TK59-ж/д Крылова, 81	0,057	38	СТД	канальная	1987	2,166	0,074

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ТК59-ж/д Крылова, 81	0,038	38	СТД	канальная	1987	1,444	0,030
ЦТП26-ж/д Лермонтова, 119	0,089	67	СТД	канальная	1987	5,964	0,336
ЦТП26-ж/д Лермонтова, 119	0,057	67	СТД	канальная	1987	3,820	0,132
ТК46-Е -ТК46 Е	0,089	60	СТД	канальная	1987	5,340	0,302
ТК46-Е -ТК46 Е	0,089	30	СТД	канальная	1987	2,670	0,150
ТК46-Е -ТК46 Е	0,057	30	СТД	канальная	1987	1,710	0,058
ТК 46Е- Некрасова, 114	0,089	50	СТД	канальная	1987	4,450	0,252
ТК 46Е- Некрасова, 114	0,057	25	СТД	канальная	1987	1,426	0,050
ТК 46Е- Некрасова, 114	0,045	25	СТД	канальная	1987	1,126	0,032
ТК62 -ТК64	0,159	186	СТД	канальная	1987	29,574	3,286
ТК62 -ТК64	0,159	93	СТД	канальная	1987	14,788	1,644
ТК62 -ТК64	0,108	93	СТД	канальная	1987	10,044	0,730
ТК64 - ТК65	0,159	134	СТД	канальная	1987	21,306	2,368
ТК64 - ТК65	0,089	67	СТД	канальная	1987	5,964	0,336
ТК64 - ТК65	0,057	67	СТД	канальная	1987	3,820	0,132
ТК62-ТК63	0,089	32	СТД	канальная	1987	2,848	0,160
ТК62-ТК63	0,089	16	СТД	канальная	1987	1,424	0,080
ТК62-ТК63	0,057	16	СТД	канальная	1987	0,912	0,032
ТК72-ТК-72/1	0,133	228	ППУ	канальная	1987	30,324	2,798
ТК72-/1- Пожарное депо	0,057	10	СТД	канальная	1987	0,570	0,020
ТК63-ж/д Крылова, 10	0,038	25	СТД	канальная	1987	0,950	0,020
ТК21-ж/д Ленина, 163	0,089	30	СТД	канальная	1987	2,670	0,150
ТК21-ж/д Ленина, 165	0,076	30	СТД	канальная	1987	2,280	0,108
кот.3А-ТК1	0,426	10	СТД	надземная	1988	4,260	1,256
ТК4А-ЦТП24	0,219	262	СТД	канальная	1988	57,378	8,230
ТК18-ТК22	0,159	92	СТД	канальная	1988	14,628	1,626
ТК18-ТК22	0,133	46	СТД	канальная	1988	6,118	0,564
ТК18-ТК22	0,108	46	СТД	канальная	1988	4,968	0,362
ТК22-ТК24	0,159	67	СТД	канальная	1988	10,654	1,184
ТК22-ТК24	0,108	67	СТД	канальная	1988	7,236	0,526
ТК24-ж/д Ленина, 157	0,076	16	СТД	канальная	1988	1,216	0,058
ТК24-ж/д Ленина, 157	0,057	0	СТД	канальная	1988	0,000	0,000
ТК24-ж/д Ленина, 157	0,057	0	СТД	канальная	1988	0,000	0,000
ТК4-ТК5	0,325	186	СТД	канальная	1988	60,450	13,148
ТК5-ТК68	0,325	570	СТД	канальная	1988	185,250	40,290
ж/д Маяковского, 78-ж/д Маяковского, 80	0,057	68	СТД	канальная	1988	3,876	0,134
ж/д Маяковского, 78-ж/д Маяковского, 80	0,057	68	СТД	канальная	1988	3,876	0,134
ТК-51-ТК69	0,159	169	СТД	канальная	1988	26,872	2,986
ТК-51-ТК69	0,159	84,5	СТД	канальная	1988	13,436	1,494
ТК-51-ТК69	0,108	84,5	СТД	канальная	1988	9,126	0,664

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ТК-69-ТК69А	0,159	34	СТД	канальная	1988	5,406	0,600
ТК-69-ТК69А	0,159	17	СТД	канальная	1988	2,704	0,300
ТК-69-ТК69А	0,108	17	СТД	канальная	1988	1,836	0,134
ЦТП22- ТК60	0,219	20	СТД	канальная	1988	4,380	0,628
ЦТП22- ТК60	0,108	10	СТД	канальная	1988	1,080	0,078
ТК65- Крылова, ж/д 14	0,045	58	СТД	канальная	1988	2,610	0,072
ТК65- Крылова, ж/д 14	0,057	29	СТД	канальная	1988	1,654	0,056
ТК65- Крылова, ж/д 14	0,025	29	СТД	канальная	1988	0,726	0,010
ТК65-ж/д Крылова18	0,057	110	СТД	канальная	1988	6,270	0,216
ТК65-ж/д Крылова18	0,057	123	СТД	канальная	1988	7,012	0,242
ТК65-ж/д Крылова18	0,038	123	СТД	канальная	1988	4,674	0,098
Крылова, ж/д 18-ДКМолодеж.	0,038	64	СТД	канальная	1988	2,432	0,052
Крылова, ж/д 18-ДКМолодеж.	0,038	32	СТД	канальная	1988	1,216	0,026
Крылова, ж/д 18-ДКМолодеж.	0,025	32	СТД	канальная	1988	0,800	0,010
ЦТП22- ТК60	0,076	10	СТД	канальная	1988	0,760	0,036
ТК80-ж/д Лерм.82,(ввод 2)	0,057	48	СТД	канальная	1988	2,736	0,094
ТК80-ж/д Лерм.82,(ввод 2)	0,057	24	СТД	канальная	1988	1,368	0,048
ТК80-ж/д Лерм.82,(ввод 2)	0,045	24	СТД	канальная	1988	1,080	0,030
ТК80-ж/д Лерм.82,(ввод 1)	0,045	14	СТД	канальная	1988	0,630	0,018
ТК6-ТК6А	0,325	20	СТД	канальная	1988	6,500	1,414
ТК6А-ТК7А	0,325	672	СТД	канальная	1988	218,400	47,500
ТК7А-ЦТП7	0,273	16	СТД	канальная	1988	4,368	0,786
ЦТП7-ТК7Б	0,133	8	СТД	канальная	1988	1,064	0,098
ЦТП7-ТК7Б	0,108	4	СТД	канальная	1988	0,432	0,032
ЦТП7-ТК7Б	0,089	4	СТД	канальная	1988	0,356	0,020
ТК22-ж/д Ленина, 155	0,057	24	СТД	канальная	1988	1,368	0,048
Р8 - ТК 30	0,159	16			1989	2,544	0,282
Р8 - ТК 30	0,159	8			1989	1,272	0,142
Р8 - ТК 30	0,108	8			1989	0,864	0,062
ТК58Б-ж/д И. Голубца 103	0,108	80	СТД	канальная	1989	8,640	0,628
ТК7Б-ж/д Ленина, 173	0,089	36	СТД	канальная	1989	3,204	0,180
ТК7Б-ж/д Ленина, 173	0,089	18	СТД	канальная	1989	1,602	0,090
ТК7Б-ж/д Ленина, 173	0,057	18	СТД	канальная	1989	1,026	0,036
ЦТП7-ТК7	0,219	14	СТД	канальная	1989	3,066	0,440
ЦТП7-ТК7	0,159	7	СТД	канальная	1989	1,114	0,124
ЦТП7-ТК7	0,133	7	СТД	канальная	1989	0,932	0,086
ТК13-ТК14	0,133	230	СТД	канальная	1989	30,590	2,822
ТК13-ТК14	0,133	115	СТД	канальная	1989	15,296	1,412
ТК13-ТК14	0,108	115	СТД	канальная	1989	12,420	0,904
ТК27-ж/д Ленина, 159/2	0,057	90	СТД	канальная	1989	5,130	0,176

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK21-ж/д Ленина, 167	0,057	64	СТД	канальная	1990	3,648	0,126
TK62A-ж/д Крылова,6	0,076	30	СТД	канальная	1990	2,280	0,108
TK62A-ж/д Крылова,6	0,076	15	СТД	канальная	1990	1,140	0,054
TK64-ж/д Крылова, 85А	0,057	30	СТД	канальная	1990	1,710	0,058
TK64-ж/д Крылова, 85А	0,045	15	СТД	канальная	1990	0,676	0,018
TK64-ж/д Крылова, 85А	0,025	15	СТД	канальная	1990	0,376	0,004
TK50-TK50Б	0,108	70	СТД	канальная	1991	7,560	0,550
TK50-TK50Б	0,089	35	СТД	канальная	1991	3,116	0,176
TK50-TK50Б	0,076	35	ППР	канальная	1991	2,660	0,128
TK49-TK48	0,108	22	СТД	канальная	1991	2,376	0,172
TK49-TK48	0,089	11	СТД	канальная	1991	0,980	0,056
TK49-TK48	0,057	11	СТД	канальная	1991	0,628	0,022
TK48-ж/д Ленина, 134(129)	0,108	42	СТД	канальная	1991	4,536	0,330
TK-22-TK-24	0,159	134	СТД	канальная	1991	21,306	2,368
ж/д Маяковского, 57-ж/д Маяковского, 57А	0,057	120	СТД	канальная	1991	6,840	0,236
ж/д Маяковского, 57-ж/д Маяковского, 57А	0,057	60	СТД	канальная	1991	3,420	0,118
ж/д Маяковского, 57-ж/д Маяковского, 57А	0,045	60	СТД	канальная	1991	2,700	0,076
ж/д Маяковского, 57А-ж/д Маяковского, 57Б	0,057	120	СТД	канальная	1991	6,840	0,236
ж/д Маяковского, 57А-ж/д Маяковского, 57Б	0,057	60	СТД	канальная	1991	3,420	0,118
ж/д Маяковского, 57А-ж/д Маяковского, 57Б	0,045	60	СТД	канальная	1991	2,700	0,076
TK60 - TK60A/1	0,159	84	СТД	канальная	1991	13,356	1,484
TK60 - TK60A/1	0,108	84	СТД	канальная	1991	9,072	0,660
TK60A/1 - TK61	0,089	52	СТД	канальная	1991	4,628	0,262
TK60A/1 - TK61	0,089	52	СТД	канальная	1991	4,628	0,262
TK61 - TK60A/2	0,159	74	СТД	канальная	1991	11,766	1,308
TK60A/2 - TK62	0,159	130	СТД	канальная	1991	20,670	2,298
TK60A/2 - TK62	0,159	65	СТД	канальная	1991	10,336	1,148
TK60A/2 - TK62	0,108	65	СТД	канальная	1991	7,020	0,510
TK30-TK29	0,159	90	СТД	канальная	1991	14,310	1,590
TK30-TK29	0,159	45	СТД	канальная	1991	7,156	0,796
TK30-TK29	0,108	45	СТД	канальная	1991	4,860	0,354
TK29-TK28	0,159	388	СТД	канальная	1991	61,692	6,856
TK29-TK28	0,133	194	СТД	канальная	1991	25,802	2,380
TK29-TK28	0,089	194	СТД	канальная	1991	17,266	0,976
TK14-TK15A	0,108	66	СТД	канальная	1991	7,128	0,518
TK14-TK15A	0,108	33	СТД	канальная	1991	3,564	0,260
TK14-TK15A	0,076	33	СТД	канальная	1991	2,508	0,120
TK15A-TK16	0,089	138	СТД	канальная	1991	12,282	0,694
TK15A-TK16	0,057	69	СТД	канальная	1991	3,934	0,136
TK15A-TK16	0,057	69	СТД	канальная	1991	3,934	0,136

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ТК8-ж/д Ленина,177	0,108	16	СТД	канальная	1991	1,728	0,126
ТК8-ж/д Ленина,177	0,076	8	СТД	канальная	1991	0,608	0,030
ж/д Ленина, 179/3-ТК18,МК-3А	0,089	40	СТД	канальная	1991	3,560	0,202
ТК18,МК-3Б-ж/д Ленина, 179/4	0,045	26	СТД	канальная	1991	1,170	0,032
ТК18,МК-3Б-ж/д Ленина, 179/4	0,076	13	СТД	канальная	1991	0,988	0,048
ТК69-ж/д Ленина, 141	0,108	90	СТД	канальная	1991	9,720	0,706
ТК64-ж/д Крылова 12	0,076	90	СТД	канальная	1991	6,840	0,326
ТК64-ж/д Крылова 12	0,057	45	СТД	канальная	1991	2,566	0,088
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв1	0,076	12	СТД	канальная	1991	0,912	0,044
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв1	0,076	6	СТД	канальная	1991	0,456	0,022
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв1	0,057	6	СТД	канальная	1991	0,342	0,012
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв2	0,057	50	СТД	канальная	1991	2,850	0,098
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв2	0,076	25	СТД	канальная	1991	1,900	0,090
ТК16-ж.д. Ленина,187, вв2	0,057	25	СТД	канальная	1991	1,426	0,050
ТК8-ТК9	0,089	20	СТД	канальная	1993	1,780	0,100
ТК9-ж/д Ленина, 179/1	0,108	15	СТД	канальная	1993	1,620	0,118
ТК9-ж/д Ленина, 179/1	0,089	15	СТД	канальная	1993	1,336	0,076
ж/д 179/1-ТК10	0,089	40	СТД	канальная	1993	3,560	0,202
ж/д 179/1-ТК10	0,089	20	СТД	канальная	1993	1,780	0,100
ж/д 179/1-ТК10	0,057	20	СТД	канальная	1993	1,140	0,040
ТК10-ж/д Ленина, 179/2	0,057	26	СТД	канальная	1993	1,482	0,052
ТК10-ж/д Ленина, 179/2	0,076	13	СТД	канальная	1993	0,988	0,048
ТК10-ж/д Ленина, 179/2	0,057	13	СТД	канальная	1993	0,742	0,026
ТК10-ж/д Ленина, 179/3	0,089	92	СТД	канальная	1993	8,188	0,462
ТК69А-ж/д Ленина, 143	0,108	14	СТД	канальная	1993	1,512	0,110
ТК69А-ж/д Ленина, 143	0,108	7	СТД	канальная	1993	0,756	0,054
ТК69А-ж/д Ленина, 143	0,057	7	СТД	канальная	1993	0,400	0,014
ТК24-ТК25	0,108	52	СТД	канальная	1994	5,616	0,408
ТК24-ТК25	0,133	26	СТД	канальная	1994	3,458	0,320
ТК24-ТК25	0,108	26	СТД	канальная	1994	2,808	0,204
ТК25-ТК26	0,108	114	СТД	канальная	1994	12,312	0,896
ТК25-ТК26	0,108	57	СТД	канальная	1994	6,156	0,448
ТК25-ТК26	0,076	57	СТД	канальная	1994	4,332	0,208
ТК26-ж/д Ленина, 161	0,076	94	СТД	канальная	1994	7,144	0,342
ТК4-ж/д Ленина, 151	0,133	80	СТД	канальная	1995	10,640	0,982
ТК1-ТК2	0,426	116	СТД	надземная	1996	49,416	14,576
ТК6Г- ж/д Ленина, 209	0,089	20	СТД	канальная	1996	1,780	0,100
ТК6Г- ж/д Ленина, 209	0,076	10	СТД	канальная	1996	0,760	0,036
ТК6Г- ж/д Ленина, 209	0,057	10	СТД	канальная	1996	0,570	0,020
ТК-6А-ТК6Б	0,273	232	СТД	канальная	1997	63,336	11,388

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ТК-6Б-ТК6Б	0,219	28	СТД	канальная	1997	6,132	0,880
ТК-6Б-ТК6В	0,219	958	СТД	канальная	1997	209,802	30,096
ТК6В-ЦТП28	0,219	60	СТД	канальная	1997	13,140	1,884
ЦТП28-ТК6Г	0,219	30	СТД	канальная	1997	6,570	0,942
ЦТП28-ТК6Г	0,159	15	СТД	канальная	1997	2,386	0,266
ЦТП28-ТК6Г	0,108	15	СТД	канальная	1997	1,620	0,118
ТК6Ж-ТК6З	0,108	42	СТД	канальная	1997	4,536	0,330
ТК6Ж-ТК6З	0,108	21	СТД	канальная	1997	2,268	0,164
ТК6Ж-ТК6З	0,076	21	СТД	канальная	1997	1,596	0,076
ТК68-ТК67	0,325	386	СТД	канальная	1998	125,450	27,284
ТК 58-ТК58А	0,159	96	СТД	канальная	1998	15,264	1,696
ТК 58-ТК58А	0,108	48	СТД	канальная	1998	5,184	0,376
ТК 58-ТК58А	0,076	48	СТД	канальная	1998	3,648	0,174
ТК58А-ТК58В	0,089	72	СТД	канальная	1998	6,408	0,362
ТК58А-ТК58В	0,057	72	СТД	канальная	1998	4,104	0,142
ТК66 - ж/д Ленина, 211	0,089	52	СТД	канальная	1998	4,628	0,262
ТК66 - ж/д Ленина, 211	0,065	26	СТД	канальная	1998	1,690	0,094
ТК66 - ж/д Ленина, 211	0,065	26	СТД	канальная	1998	1,690	0,094
ТК66Л - ж/д Ленина, 213	0,089	50	СТД	канальная	1998	4,450	0,252
ТК66Л - ж/д Ленина, 213	0,065	25	СТД	канальная	1998	1,626	0,090
ТК66Л - ж/д Ленина, 213	0,065	25	СТД	канальная	1998	1,626	0,090
ТК66К - ж/д Ленина, 215	0,089	50	СТД	канальная	1998	4,450	0,252
ТК66К - ж/д Ленина, 215	0,065	25	СТД	канальная	1998	1,626	0,090
ТК66К - ж/д Ленина, 215	0,065	25	СТД	канальная	1998	1,626	0,090
ТК63-ж/д Ленина, 217	0,089	20	СТД	канальная	1998	1,780	0,100
ТК63-ж/д Ленина, 217	0,089	10	СТД	канальная	1998	0,890	0,050
ТК63-ж/д Ленина, 217	0,089	10	СТД	канальная	1998	0,890	0,050
ТК24-ТК23	0,108	76	СТД	канальная	1999	8,208	0,596
ТК23-ж/д Ленина, 169	0,108	22	СТД	канальная	1999	2,376	0,172
ТК58Б-ж/д Лермонтова, 75	0,057	44	СТД	канальная	1999	2,508	0,086
ТК58Б-ж/д Лермонтова, 75	0,065	22	СТД	канальная	1999	1,430	0,080
ТК58Б-ж/д Лермонтова, 75	0,045	22	СТД	канальная	1999	0,990	0,028
ТК14-1-ж/д Ленина, 193	0,057	270	СТД	канальная	1999	15,390	0,530
ТК14-1-ж/д Ленина, 193	0,065	135	СТД	канальная	1999	8,776	0,490
ТК14-1-ж/д Ленина, 193	0,04	135	СТД	канальная	1999	5,400	0,138
ТК6Г-ТК6М	0,159	372	СТД	канальная	1999	59,148	6,574
ТК6Г-ТК6М	0,159	186	СТД	канальная	1999	29,574	3,286
ТК6Г-ТК6М	0,089	186	СТД	канальная	1999	16,554	0,934
ТК6Г-ТК6Д	0,159	48	СТД	канальная	1999	7,632	0,848
ТК6Г-ТК6Д	0,159	24	СТД	канальная	1999	3,816	0,424

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK6Г-TK6Д	0,108	24	STD	канальная	1999	2,592	0,188
TK6Д-TK6Ж	0,159	84	STD	канальная	1999	13,356	1,484
TK6Д-TK6Ж	0,159	42	STD	канальная	1999	6,678	0,742
TK6Д-TK6Ж	0,108	42	STD	канальная	1999	4,536	0,330
TK6Д-TK6И	0,159	80	STD	канальная	1999	12,720	1,414
TK6Д-TK6И	0,159	40	STD	канальная	1999	6,360	0,706
TK6Д-TK6И	0,089	40	STD	канальная	1999	3,560	0,202
TK6И - TK6К	0,159	86	STD	канальная	1999	13,674	1,520
TK6И - TK6К	0,11	43	ППР	канальная	1999	4,730	0,338
TK6И - TK6К	0,089	43	ППР	канальная	1999	3,828	0,216
TK6К - TK6Л	0,159	76	STD	канальная	1999	12,084	1,344
TK6К - TK6Л	0,089	38	ППР	канальная	1999	3,382	0,192
TK6К - TK6Л	0,075	38	ППР	канальная	1999	2,850	0,138
TK6Л - TK66	0,159	78	STD	канальная	1999	12,402	1,378
TK6Л - TK66	0,089	37	ППР	канальная	1999	3,294	0,186
TK6Л - TK66	0,075	37	ППР	канальная	1999	2,776	0,134
TK14Б-ж/д Ленина, 181	0,108	60	STD	канальная	2000	6,480	0,472
TK14Б-ж/д Ленина, 181	0,089	30	STD	канальная	2000	2,670	0,150
TK14Б-ж/д Ленина, 181	0,057	30	STD	канальная	2000	1,710	0,058
TK14-TK14А	0,108	104	STD	канальная	2000	11,232	0,816
TK14-TK14А	0,108	52	STD	канальная	2000	5,616	0,408
TK14-TK14А	0,065	52	STD	канальная	2000	3,380	0,188
TK14А-TK14Б	0,108	14	STD	канальная	2000	1,512	0,110
TK14А-TK14Б	0,089	7	STD	канальная	2000	0,624	0,036
TK14А-TK14Б	0,057	7	STD	канальная	2000	0,400	0,014
TK6з-TK77	0,108	64	STD	канальная	2000	6,912	0,502
TK6з-TK77	0,108	32	STD	канальная	2000	3,456	0,252
TK6з-TK77	0,07	32	STD	канальная	2000	2,240	0,116
TK77-ж/д Ленина, 219	0,076	28	STD	канальная	2000	2,128	0,102
TK77-ж/д Ленина, 219	0,045	14	STD	канальная	2000	0,630	0,018
TK77-ж/д Ленина, 219	0,045	14	STD	канальная	2000	0,630	0,018
TK-19 - TK19/1	0,108	56	STD	канальная	2001	6,048	0,440
TK61 - ж/д Ив.Голубца, 107	0,076	320	STD	канальная	2001	24,320	1,162
TK61 - ж/д Ив.Голубца, 107	0,065	160	STD	канальная	2001	10,400	0,582
TK61 - ж/д Ив.Голубца, 107	0,04	160	STD	канальная	2001	6,400	0,162
TK6И - ж.д. Владимирская, 143	0,108	118		канальная	2001	12,744	0,926
TK6И - ж.д. Владимирская, 143	0,089	57		канальная	2001	5,074	0,286
TK6И - ж.д. Владимирская, 143	0,057	57		канальная	2001	3,250	0,112
TK77-TK80	0,108	290	STD	канальная	2003	31,320	2,278
TK77-TK80	0,076	145	STD	канальная	2003	11,020	0,526

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK77-TK80	0,045	145	СТД	канальная	2003	6,526	0,182
TK80-TK81	0,089	153	СТД	канальная	2003	13,618	0,770
TK80-TK81	0,076	76,5	СТД	канальная	2003	5,814	0,278
TK80-TK81	0,045	76,5	СТД	канальная	2003	3,442	0,096
TK81-TK82	0,076	121	СТД	канальная	2003	9,196	0,440
TK81-TK82	0,057	60,5	СТД	канальная	2003	3,448	0,118
TK81-TK82	0,045	60,5	СТД	канальная	2003	2,722	0,076
TK18,МК-ЗБ-ж/д Ленина, 179/4	0,057	13	СТД	канальная	2003	0,742	0,026
TK18,МК-ЗБ-ж/д Ленина, 179/5	0,076	106	СТД	канальная	2003	8,056	0,384
TK18,МК-ЗБ-ж/д Ленина, 179/5	0,065	53	СТД	канальная	2003	3,446	0,192
TK18,МК-ЗБ-ж/д Ленина, 179/5	0,045	53	СТД	канальная	2003	2,386	0,066
ж/д 179/5-ж/д Ленина, 179/6	0,076	78	СТД	канальная	2003	5,928	0,284
ж/д 179/5-ж/д Ленина, 179/6	0,065	37	СТД	канальная	2003	2,406	0,134
ж/д 179/5-ж/д Ленина, 179/6	0,045	37	СТД	канальная	2003	1,666	0,046
TK3-тк-98	0,325	800	ППУ	канальная	2003	260,000	56,548
TK44A-ж.д.Астраханская, 86	0,089	44	СТД	канальная	2004	3,916	0,222
TK44A-ж.д.Астраханская, 86	0,057	22	СТД	канальная	2004	1,254	0,044
TK44A-ж.д.Астраханская, 86	0,045	22	СТД	канальная	2004	0,990	0,028
TK19/1-ж/д Ленина, 153	0,108	50	СТД	канальная	2004	5,400	0,392
TK50-TK50A	0,159	80	СТД	канальная	2004	12,720	1,414
TK16-TK17	0,076	131,4	СТД	канальная	2004	9,986	0,478
TK16-TK17	0,076	65,7	СТД	канальная	2004	4,994	0,238
TK16-TK17	0,057	65,7	СТД	канальная	2004	3,744	0,130
TK16-ж.д. Ленина,189	0,057	38,6	СТД	канальная	2004	2,200	0,076
ЦТП20-TK51	0,219	10	СТД	канальная	2004	2,190	0,314
ЦТП20-TK51	0,159	5	СТД	канальная	2004	0,796	0,088
ЦТП20-TK51	0,108	5	СТД	канальная	2004	0,540	0,040
TK51-TK50	0,159	44	СТД	канальная	2004	6,996	0,778
TK51-TK50	0,075	22	СТД	канальная	2004	1,650	0,080
TK51-TK50	0,065	22	ППР	канальная	2004	1,430	0,080
P11-TK46Д	0,108	50	СТД	канальная	2005	5,400	0,392
TK46Д-ж/д Толстого, 113	0,159	4	СТД	канальная	2005	0,636	0,070
ж/д Толстого, 113 - ТК 46Ж	0,089	52	СТД	канальная	2005	4,628	0,262
ж/д Толстого, 113 - ТК 46Ж	0,076	26	СТД	канальная	2005	1,976	0,094
ж/д Толстого, 113 - ТК 46Ж	0,057	26	СТД	канальная	2005	1,482	0,052
TK80 - ж.д. Владимирская, 146/3	0,076	8,4		канальная	2005	0,638	0,030
TK80 - ж.д. Владимирская, 146/3	0,045	4,2		канальная	2005	0,190	0,006
TK80 - ж.д. Владимирская, 146/3	0,045	4,2		канальная	2005	0,190	0,006
TK50A-TK52	0,159	142	СТД	канальная	2006	22,578	2,510
TK52-TK53	0,159	150	СТД	канальная	2006	23,850	2,650

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK53-ж.д. Промышленная, 7А	0,108	37,2	СТД	канальная	2006	4,018	0,292
TK81 - ж.д. Владимирская, 146/2	0,076	8,4		канальная	2006	0,638	0,030
TK81 - ж.д. Владимирская, 146/2	0,065	4,2		канальная	2006	0,274	0,016
TK81 - ж.д. Владимирская, 146/2	0,057	4,2		канальная	2006	0,240	0,008
TK27-ж/д Ленина, 159/1	0,057	42	СТД	канальная	2008	2,394	0,082
TK67А-TK67В	0,325	192	ППУ	канальная	2008	62,400	13,572
TK67В-TK92	0,325	64	ППУ	канальная	2008	20,800	4,524
TK54А-ж/д Астраханская, 84	0,076	32	СТД	канальная	2008	2,432	0,116
TK54А-ж/д Астраханская, 84	0,076	16	СТД	канальная	2008	1,216	0,058
TK54А-ж/д Астраханская, 84	0,057	16	СТД	канальная	2008	0,912	0,032
TK60А/1 - TK60А/2	0,159	124	СТД	канальная	2008	19,716	2,192
TK60А/1 - TK60А/2	0,108	124	СТД	канальная	2008	13,392	0,974
TK27-ж/д Ленина, 159/2	0,063	45	ППР	канальная	2009	2,836	0,088
TK27-ж/д Ленина, 159/2	0,04	45	ППР	канальная	2009	1,800	0,046
TK50Б-TK49	0,108	208	СТД	канальная	2009	22,464	1,634
TK50Б-TK49	0,089	104	СТД	канальная	2009	9,256	0,522
TK50Б-TK49	0,057	104	СТД	канальная	2009	5,928	0,204
TK48-ж/д Ленина, 134(129)	0,057	21	СТД	канальная	2009	1,198	0,042
TK48-ж/д Ленина, 134(129)	0,045	21	СТД	канальная	2009	0,946	0,026
TK60-ж/д Крылова, 83	0,075	35	ППР	канальная	2009	2,626	0,128
TK60-ж/д Крылова, 83	0,063	35	ППР	канальная	2009	2,206	0,068
TK80-ж/д Лерм.82,(ввод 1)	0,045	7	СТД	канальная	2009	0,316	0,008
TK80-ж/д Лерм.82,(ввод 1)	0,032	7	СТД	канальная	2009	0,224	0,008
TK58А-TK58В	0,108	144	СТД	канальная	2009	15,552	1,130
ж/д Маяковского, 78-ж/д Маяковского, 80	0,076	136	СТД	канальная	2009	10,336	0,494
TK28 - д/с №18	0,057	88	СТД	канальная	2009	5,016	0,172
TK28 - д/с №18	0,063	44	ППР	канальная	2009	2,772	0,086
ж/д Ленина, 179/3-TK18,МК-3А	0,089	20	СТД	канальная	2009	1,780	0,100
ж/д Ленина, 179/3-TK18,МК-3А	0,089	20	СТД	канальная	2009	1,780	0,100
	0,05	44	ППР	канальная	2009	2,200	0,086
TK82 - ж.д. Владимирская, 146/1	0,065	8		канальная	2009	0,520	0,030
TK82 - ж.д. Владимирская, 146/1	0,076	4		канальная	2009	0,304	0,014
TK82 - ж.д. Владимирская, 146/1	0,057	4		канальная	2009	0,228	0,008
TK2-TK3	0,426	460	СТД	надземная	2010	195,960	57,806
TK69-ж/д Ленина, 141	0,065	45	СТД	канальная	2010	2,926	0,164
TK69-ж/д Ленина, 141	0,05	45	СТД	канальная	2010	2,250	0,088
TK7-TK8	0,108	240	СТД	канальная	2010	25,920	1,884
TK7-TK8	0,108	120	СТД	канальная	2010	12,960	0,942
TK7-TK8	0,076	120	СТД	канальная	2010	9,120	0,436
TK8-ж/д Ленина,177	0,108	8	СТД	канальная	2010	0,864	0,062

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK16-ж.д. Ленина,189	0,057	19,3	СТД	канальная	2010	1,100	0,038
TK16-ж.д. Ленина,189	0,065	19,3	СТД	канальная	2010	1,254	0,070
TK73-TK-73/2(по Советской)	0,159	470	СТД	канальная	2010	74,730	8,306
ЦТП№27 - P8	0,219	18	СТД	канальная	2011	3,942	0,566
ЦТП№27 - P8	0,159	9	СТД	канальная	2011	1,432	0,160
ЦТП№27 - P8	0,108	9	СТД	канальная	2011	0,972	0,070
TK19/2-TK20	0,108	70	СТД	канальная	2012	7,560	0,550
TK19/2-TK20	0,108	35	СТД	канальная	2012	3,780	0,274
TK19/2-TK20	0,076	35	СТД	канальная	2012	2,660	0,128
TK20-TK21	0,108	56	СТД	канальная	2012	6,048	0,440
TK20-TK21	0,108	28	СТД	канальная	2012	3,024	0,220
TK20-TK21	0,076	28	СТД	канальная	2012	2,128	0,102
TK92-TK47	0,325	100	ППУ	канальная	2012	32,500	7,068
TK47-TK47A	0,325	44	ППУ	канальная	2012	14,300	3,110
TK47A-TK46	0,325	250	ППУ	канальная	2012	81,250	17,672
TK46-TK46A	0,325	144	ППУ	канальная	2012	46,800	10,178
TK46A-TK45	0,325	190	ППУ	канальная	2012	61,750	13,430
TK45-TK44	0,325	106	ППУ	канальная	2012	34,450	7,492
TK44-TK43	0,325	172	ППУ	канальная	2012	55,900	12,158
TK57-TK80	0,089	109	СТД	канальная	2012	9,702	0,548
TK57-TK80	0,089	54,5	СТД	канальная	2012	4,850	0,274
TK57-TK80	0,057	54,5	СТД	канальная	2012	3,106	0,108
TK26-TK27	0,089	176	СТД	канальная	2013	15,664	0,884
TK26-TK27	0,089	88	СТД	канальная	2013	7,832	0,442
TK26-TK27	0,065	88	СТД	канальная	2013	5,720	0,320
TK92 - TK54	0,25	494	ППУ	канальная	2013	123,500	24,250
TK54 - TK55	0,273	120	ППУ	канальная	2013	32,760	5,890
TK55 - ЦТП22	0,273	312	ППУ	канальная	2013	85,176	15,316
TK27-ж/д Ленина, 159/1	0,063	21	ППР	канальная	2014	1,324	0,042
TK27-ж/д Ленина, 159/1	0,05	21	ППР	канальная	2014	1,050	0,042
TK 46E- Рентгенкабинет	0,05	160	ППР	канальная	2014	8,000	0,314
TK10-ж/д Ленина, 179/3	0,089	46	СТД	канальная	2014	4,094	0,232
TK10-ж/д Ленина, 179/3	0,065	46	СТД	канальная	2014	2,990	0,168
TK43-TK-70 перемычка	0,325	486	ППУ	канальная	2014	157,950	34,354
TK70-TK-71 перемычка	0,325	392	ППУ	канальная	2014	127,400	27,708
TK71-TK-72 перемычка	0,325	932	ППУ	канальная	2014	302,900	65,880
TK72-TK-73 перемычка	0,375	240	СТД	канальная	2014	90,000	16,964
TK4-TK4A	0,219	38	СТД	канальная	2014	8,322	1,194
TK68-TK68A	0,219	136	СТД	канальная	2014	29,784	4,272
TK68A-ЦТП20	0,219	80	СТД	канальная	2014	17,520	2,514

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ТК-18-ТК19	0,15	96	СТД	канальная	2015	14,400	1,696
ТК-18-ТК19	0,15	48	СТД	канальная	2015	7,200	0,848
ТК-18-ТК19	0,07	48	СТД	канальная	2015	3,360	0,174
ТК-19 - ТК 19/2	0,219	162	СТД	канальная	2015	35,478	5,090
ТК-19 - ТК 19/2	0,108	81	СТД	канальная	2015	8,748	0,636
ТК-19 - ТК 19/2	0,076	81	СТД	канальная	2015	6,156	0,294
ЦТП24-ТК18	0,273	20	СТД	канальная	2015	5,460	0,982
ЦТП24-ТК18	0,133	10	СТД	канальная	2015	1,330	0,122
ЦТП24-ТК18	0,108	10	СТД	канальная	2015	1,080	0,078
ТК67-ТК67А	0,325	16	ППУ	канальная	2015	5,200	1,130
ЦТП26-ж/д Лермонтова, 119	0,089	134	СТД	канальная	2015	11,926	0,674
ЦТП26-ТК54	0,108	32	СТД	канальная	2015	3,456	0,252
ЦТП26-ТК54	0,108	16	СТД	канальная	2015	1,728	0,126
ЦТП26-ТК54	0,057	16	СТД	канальная	2015	0,912	0,032
ТК54-ТК54А	0,089	118	СТД	надземная	2015	10,502	0,594
ТК54-ТК54А	0,09	59	ППР	надземная	2015	5,310	0,296
ТК54-ТК54А	0,063	59	ППР	канальная	2015	3,718	0,116
ТК62А-ж/д Крылова,6	0,057	15	СТД	канальная	2015	0,856	0,030
ТК8-ТК9	0,108	40	СТД	канальная	2015	4,320	0,314
ТК8-ТК9	0,108	20	СТД	канальная	2015	2,160	0,158
ТК64-ж/д Крылова 12	0,076	45	СТД	канальная	2016	3,420	0,164
ТК45А-ЦТП26	0,159	144	СТД	канальная	2017	22,896	2,544
ТК54-1-ж/д Маяковского, 57	0,089	60	СТД	канальная	2017	5,340	0,302
ТК58В-ТК58Б	0,108	46	СТД	канальная	2017	4,968	0,362
ТК58В-ТК58Б	0,076	23	СТД	канальная	2017	1,748	0,084
ТК58В-ТК58Б	0,057	23	СТД	канальная	2017	1,312	0,046
ТК58В-ж/д Лермонтова, 77	0,057	20	СТД	канальная	2017	1,140	0,040
ТК7-ТК11	0,219	36	СТД	канальная	2017	7,884	1,130
ТК7-ТК11	0,159	18	СТД	канальная	2017	2,862	0,318
ТК7-ТК11	0,133	18	СТД	канальная	2017	2,394	0,220
ТК11-ТК12	0,219	56	СТД	канальная	2017	12,264	1,760
ТК11-ТК12	0,159	28	СТД	канальная	2017	4,452	0,494
ТК11-ТК12	0,133	28	СТД	канальная	2017	3,724	0,344
ТК12-ТК12А	0,219	40	СТД	канальная	2017	8,760	1,256
ТК12-ТК12А	0,159	20	СТД	канальная	2017	3,180	0,354
ТК12-ТК12А	0,133	20	СТД	канальная	2017	2,660	0,246
ТК12А-ТК13	0,219	90	СТД	канальная	2017	19,710	2,828
ТК12А-ТК13	0,159	45	СТД	канальная	2017	7,156	0,796
ТК12А-ТК13	0,108	45	СТД	канальная	2017	4,860	0,354
ТК9 - ж/д Ленина, 179/1	0,108	30	СТД	канальная	2017	3,240	0,236

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK63 -ж/д Крылова,8	0,057	19	СТД	канальная	2018	1,084	0,038
TK63 - ж/д Крылова,8	0,038	19	СТД	канальная	2018	0,722	0,016
TK54-TK54-1	0,159	283,6	ППУ	канальная	2021	45,092	5,012
TK54-1- TK54-2	0,159	162,8	ППУ	канальная	2021	25,886	2,876
TK54-2- TK54-3	0,159	249,8	ППУ	канальная	2021	39,718	4,414
TK2-TK6	0,426	746	ППУ	канальная	2021	317,796	93,746
TK-73-TK-73-2(перемычка)	0,375	158	СТД	канальная	2021	59,250	15,202
TK98-TK4	0,426	254	ППУ	бесканально	2022	108,204	31,918
TK-2Ж - TK-2И Омелькова 93	0,159	130,4	ППУ	канальная	2023	20,734	2,304
TK2А - TK-2В Омелькова	0,219	167	ППУ	канальная	2023	36,574	5,246
TK65 - TK67	0,159	246	СТД	канальная	2023	39,114	4,348
TK-73-2 - TK-74 (перемычка)	0,375	122	СТД	канальная	2023	45,750	11,738
Всего в однотрубном исчислении		36108,4				6090,412	983,894
котельная № 4 (ул. Родниковая, 6)							
кот.-TK1	0,159	8	СТД	канальная	1988	1,272	0,142
	0,114	4	СТД	канальная	1988	0,456	0,032
	0,076	4	СТД	канальная	1988	0,304	0,014
TK-1-TK-2	0,159	52	СТД	канальная	1988	8,268	0,918
	0,114	26	СТД	канальная	1988	2,964	0,204
	0,057	26	СТД	канальная	1988	1,482	0,052
TK-2-Блок вспом.пом.	0,089	29,4	СТД	канальная	1988	2,616	0,148
	0,076	14,6	СТД	канальная	1988	1,110	0,054
	0,057	14,6	СТД	канальная	1988	0,832	0,028
TK-2-TK-3	0,159	54,6	СТД	бесканальная	1988	8,682	0,964
	0,089	27,4	СТД	канальная	1988	2,438	0,138
	0,057	27,4	СТД	канальная	1988	1,562	0,054
TK-3-Пищеблок	0,076	116	СТД	канальная	1988	8,816	0,422
	0,04	58	ППУ	бесканальная	1988	2,320	0,046
	0,032	58	ППУ	канальная	1988	1,856	0,036
TK-1-TK-4	0,159	42	СТД	канальная	1988	6,678	0,742
	0,114	21	СТД	канальная	1988	2,394	0,164
	0,076	21	СТД	канальная	1988	1,596	0,076
TK-4-Инфекцион.Корпус	0,076	46	СТД	канальная	1988	3,496	0,168
	0,057	23	СТД	канальная	1988	1,312	0,046
	0,04	23	СТД	канальная	1988	0,920	0,018
Всего в однотрубном исчислении		696				61,374	4,466
котельная № 6 (ул. Терская, 175)							
От кот. №6 до э.у. Горького, 60	0,219	104	СТД	канальная	1989	22,776	3,268

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Горького,56 –ТК39	0,076	28	СТД	канальная	1989	2,128	0,102
ТК39- Горького,58	0,076	32	СТД	канальная	1989	2,432	0,116
Горького, 58-Горького, 60	0,076	68	СТД	канальная	1989	5,168	0,246
Горького, 60-Горького, 62	0,219	106	СТД	канальная	1989	23,214	3,330
Горького, 62-Горького, 64	0,159	180	СТД	надземная	1980	28,620	3,180
Горького, 64-Горького, 66	0,159	200	СТД	надземная	1980	31,800	3,534
Горького, 66-Горького, 68	0,159	180	СТД	канальная	1980	28,620	3,180
Горького,68– ТК41	0,159	294	СТД	канальная	1980	46,746	5,196
ТК41- Горького,70	0,159	130	СТД	канальная	1980	20,670	2,298
Горького,70– ТК43	0,089	146	СТД	канальная	1980	12,994	0,734
ТК43- Горького,72	0,089	30	СТД	канальная	1980	2,670	0,150
от кот. №6 – ТК25	0,219	4	СТД	канальная	1998	0,876	0,126
	0,219	2	СТД	канальная	1998	0,438	0,062
	0,108	2	СТД	канальная	1998	0,216	0,016
ТК25-ТК25/1	0,219	36	СТД	канальная	1991	7,884	1,130
	0,219	18	СТД	канальная	1991	3,942	0,566
	0,108	18	СТД	канальная	1991	1,944	0,142
ТК25/1-Терская184	0,219	58	СТД	канальная	1991	12,702	1,822
	0,219	29	СТД	канальная	1991	6,352	0,912
	0,108	29	СТД	канальная	1991	3,132	0,228
Терская 188-ТК25/2	0,219	12	СТД	канальная	1991	2,628	0,376
	0,219	6	СТД	канальная	1991	1,314	0,188
	0,108	6	СТД	канальная	1991	0,648	0,048
ТК25/2-ТК25/3	0,219	50	СТД	канальная	2013	10,950	1,570
	0,219	25	СТД	канальная	1991	5,476	0,786
	0,108	25	СТД	канальная	1991	2,700	0,196
ТК25/3- Терская, 190	0,159	50	СТД	канальная	1991	7,950	0,884
	0,133	25	СТД	канальная	1991	3,326	0,306
	0,089	25	СТД	канальная	1991	2,226	0,126
Терская 190-ТК25/4	0,133	312	СТД	канальная	1991	41,496	3,828
	0,108	156	СТД	канальная	1991	16,848	1,226
	0,076	156	СТД	канальная	1991	11,856	0,566
ТК25/4-Терская 181	0,065	20	СТД	канальная	1991	1,300	0,056
	0,065	10	СТД	канальная	1991	0,650	0,028
	0,045	10	СТД	канальная	1991	0,450	0,012
ТК25/4-ТК25/5	0,108	60	СТД	канальная	1991	6,480	0,472
	0,089	30	СТД	канальная	1991	2,670	0,150
	0,057	30	СТД	канальная	1991	1,710	0,058
ТК25/5-Терская 183	0,057	20	СТД	канальная	1991	1,140	0,040
	0,065	10	СТД	канальная	1991	0,650	0,028

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,038	10	СТД	канальная	1991	0,380	0,008
TK25/5-TK25/6	0,108	50	СТД	канальная	1991	5,400	0,392
	0,133	25	СТД	канальная	1991	3,326	0,306
	0,063	25	СТД	канальная	1991	1,576	0,050
TK25/6-Терская 185	0,045	20	СТД	канальная	1991	0,900	0,026
	0,045	10	СТД	канальная	1991	0,450	0,012
	0,038	10	СТД	канальная	1991	0,380	0,008
TK25/6-TK25/7	0,108	166	СТД	канальная	1999	17,928	1,304
	0,108	83	СТД	канальная	1999	8,964	0,652
	0,065	83	СТД	канальная	1999	5,396	0,234
TK - 25/7 - TK - 44	0,108	218	СТД	канальная	1980	23,544	1,712
	0,108	109	СТД	канальная	1980	11,772	0,856
	0,065	109	СТД	канальная	1980	7,086	0,308
TK- 44 - P	0,159	60	СТД	канальная	1980	9,540	1,060
P - P1	0,159	34	СТД	надземная	1980	5,406	0,600
P1-P2	0,108	30	СТД	надземная	1980	3,240	0,236
P2-P3	0,089	80	СТД	надземная	1980	7,120	0,402
P3-P4	0,076	50	СТД	надземная	1980	3,800	0,182
P3-P5	0,057	120	СТД	надземная	1980	6,840	0,236
P4- Крестьянская, 26	0,076	24	СТД	канальная	1980	1,824	0,088
P5 – Крымская, 213	0,057	14	СТД	канальная	1980	0,798	0,028
Всего в однострубнои исчислении		4062				513,462	49,982
котельная № 8, ул. Черноморская, 26В)							
TK12/Г-1TK2/5	0,159	192	СТД	канальная	1985	30,528	3,392
TK12/5-TK12/6А	0,159	86	СТД	канальная	1980	13,674	1,520
TK12/5-Терская, 37	0,057	30	СТД	канальная	1980	1,710	0,058
TK12/6А-TK5	0,219	40	СТД	канальная	1980	8,760	1,256
TK5-кот. №8	0,108	50	СТД	канальная	1980	5,400	0,392
Кот. №8 - УТ сущ.	0,159	20	СТД	канальная	1980	3,180	0,354
	0,108	10	СТД	канальная	1980	1,080	0,078
	0,057	10	СТД	канальная	1980	0,570	0,020
УТ сущ.-TK6	0,159	80	СТД	канальная	1980	12,720	1,414
	0,089	40	СТД	канальная	1980	3,560	0,202
	0,076	40	СТД	канальная	1980	3,040	0,146
TK6-гл.корп.	0,089	60	СТД	канальная	1980	5,340	0,302
	0,076	30	СТД	канальная	1980	2,280	0,108
	0,057	30	СТД	канальная	1980	1,710	0,058
TK6-Роддом	0,108	244	СТД	канальная	1980	26,352	1,916
	0,089	122	СТД	канальная	1980	10,858	0,614

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,076	122	СТД	канальная	1980	9,272	0,444
Роддом-ТК8	0,108	46	СТД	канальная	1980	4,968	0,362
	0,089	23	СТД	канальная	1980	2,048	0,116
	0,057	23	СТД	канальная	1980	1,312	0,046
ТК8-МРТ	0,076	16	СТД	канальная	1980	1,216	0,058
	0,045	8	СТД	канальная	1980	0,360	0,010
	0,025	8	СТД	канальная	1980	0,200	0,002
ТК12/6А - ТК 12/11	0,219	976	ППУ	канальная	2014	213,744	30,662
ТК12/11-ТК12/14	0,159	314	ППУ	канальная	1980	49,926	5,548
ТК12/14-Р	0,108	140	СТД	надземная	2023	15,120	1,100
Р- ЦТП13	0,159	96	СТД	канальная	1980	15,264	1,696
ЦТП13-Шевченко, 1	0,089	102	СТД	канальная	1981	9,078	0,512
	0,108	51	СТД	канальная	1990	5,508	0,400
	0,057	51	СТД	канальная	1990	2,908	0,100
ТК12/8-ТК14А	0,133	852	СТД	канальная	1990	113,316	10,456
Всего в однотрубном исчислении		3912				575,002	63,342
котельная № 9, х. Воскресенский (ул. Ольховская, 14)							
кот.-ж/д	0,133	354	СТД	канальная	1997	47,082	4,344
Т1- ж/д	0,076	62	СТД	канальная	1997	4,712	0,226
Т2-ж/д 52	0,057	31	СТД	канальная	1997	1,768	0,060
Т2- ж/д52	0,032	31	СТД	канальная	1997	0,992	0,020
Всего в однотрубном исчислении		478				54,554	4,650
котельная № 10 ст. Благовещенская, ул. Слесова, 73Б							
кот.-Т5	0,159	374	СТД	канальная	1989	59,466	6,610
Т3- шк.№8	0,108	60	СТД	канальная	1989	6,480	0,472
Т5- д/с №8	0,089	172	СТД	канальная	1989	15,308	0,864
Т5- до п.19	0,057	508	СТД	канальная	1989	28,956	0,998
Всего в однотрубном исчислении		1114				110,210	8,944
котельная № 11 п. Суворово-Черкесский, ул. Пушкина, 2							
кот.-Т1	0,108	84	СТД	канальная	2001	9,072	0,660
Т1- до школы	0,089	114	СТД	канальная	2001	10,146	0,574
Т1- до теплицы	0,025	20	СТД	канальная	2001	0,500	0,006
	0,032	57	СТД	канальная	2001	1,824	0,036
	0,025	57	СТД	канальная	2001	1,426	0,018

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострунном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,032	42	СТД	канальная	2001	1,344	0,026
	0,025	42	СТД	канальная	2001	1,050	0,014
Всего в однострунном исчислении		416				25,362	1,334
котельная № 13, ул. Северная, 90							
кот.-К1	0,108	265,4	СТД	надземная	2004	28,664	2,084
от К1-ж/д5, 6,7,8,9, от УП-1 до ж/д 3,4	0,076	214,2	СТД	надземная	2004	16,280	0,778
от кот.-ж/д 11,2,3,4,10, опуски	0,057	186,4	СТД	надземная	2004	10,624	0,366
от кот.- до ж/д 2	0,057	30	СТД	канальная	2004	1,710	0,058
Всего в однострунном исчислении		696				57,278	3,286
котельная № 14 (п. Джигинка, ул. Центральная, 5В)							
кот.К1-Т20	0,159	262	СТД	канальная	1989	41,658	4,630
от Т20-К4,14,от Р1-К8	0,108	1178	СТД	канальная	1989	127,224	9,252
Т20-К4	0,076	122	СТД	канальная	1989	9,272	0,444
кот.- К18	0,057	344	СТД	канальная	1989	19,608	0,676
К6-ж/д 30	0,048	34	СТД	канальная	1989	1,632	0,048
кот.- К18	0,038	140	СТД	канальная	1989	5,320	0,134
Всего в однострунном исчислении		2080				204,714	15,184
Котельная № 16 (пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В)							
ТК1-ТК2	0,076	78	СТД	канальная	1989	5,928	0,284
ТК2-ТК3	0,089	60	СТД	канальная	1989	5,340	0,302
ТК3-Р1	0,089	92	СТД	канальная	1989	8,188	0,462
Р1-Т1	0,114	300	СТД	надземно	1989	34,200	2,356
Р2-ЖД Горького,4	0,057	82	СТД	надземно	1989	4,674	0,162
Т1-Т2	0,114	36	СТД	канальная	1989	4,104	0,282
Т2 -УТ1	0,114	60	СТД	надземно	1989	6,840	0,472
УТ1-УТ2	0,114	24	СТД	надземно	1989	2,736	0,188
УТ2-Т3	0,089	66	СТД	надземно	2004	5,874	0,332
кот.-ТК4	0,159	92	СТД	надземно	1999	14,628	1,626
ТК4-ТК5	0,159	128	СТД	канальная	1999	20,352	2,262
ТК5-ТК6	0,159	84	СТД	канальная	1999	13,356	1,484
ТК6-ТК7	0,089	82	СТД	канальная	1986	7,298	0,412
ТК6-ТК8	0,159	138	СТД	канальная	1999	21,942	2,438
ТК8-Горького 27а	0,057	56	СТД	канальная	1986	3,192	0,110
ТК8-Горького 25	0,057	168	СТД	канальная	1986	9,576	0,330
ТК8-ТК9	0,159	54	СТД	канальная	1999	8,586	0,954

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK9-Горького 27	0,057	72	СТД	канальная	1999	4,104	0,142
TK9-TK10	0,159	272	СТД	канальная	1999	43,248	4,806
TK10-TK11	0,114	70	СТД	канальная	1999	7,980	0,550
TK11-Горького, 6	0,057	108	СТД	канальная	1999	6,156	0,212
TK 11 - TK13	0,089	56	СТД	канальная	1986	4,984	0,282
TK11-Мира 9	0,057	252	СТД	надземно	1986	14,364	0,494
TK13-Горького 10	0,057	40	СТД	канальная	1986	2,280	0,078
TK13- Горького, 12	0,057	120	СТД	канальная	1986	6,840	0,236
TK10-TK14	0,159	222	СТД	канальная	1986	35,298	3,924
TK14-TK-15	0,159	58	СТД	канальная	1986	9,222	1,024
TK15-TK16	0,159	78	СТД	канальная	1986	12,402	1,378
TK16-TK17	0,159	106	СТД	канальная	1986	16,854	1,874
TK17-TK18	0,133	150	СТД	канальная	1986	19,950	1,840
TK15- Горького 35	0,057	64	СТД	канальная	1986	3,648	0,126
TK16- Горького 14	0,057	116	СТД	канальная	1986	6,612	0,228
TK17- Горького 16	0,057	58	СТД	канальная	1986	3,306	0,114
TK18-TK18/2	0,089	58	СТД	канальная	1986	5,162	0,292
TK18/2- Горького 18	0,063	38	СТД	канальная	1986	2,394	0,108
TK18/2- Горького 20	0,057	38	СТД	канальная	1986	2,166	0,074
TK18/1- Горького 43	0,04	48	СТД	канальная	1986	1,920	0,044
TK18-TK18/1	0,133	14	СТД	канальная	1986	1,862	0,172
TK18/1-TK19	0,133	62	СТД	канальная	1986	8,246	0,760
TK19-TK20	0,089	196	СТД	канальная	1986	17,444	0,986
TK20-Горького 51	0,057	18	СТД	канальная	1986	1,026	0,036
TK19-TK25	0,133	150	СТД	канальная	1986	19,950	1,840
TK-25-TK24	0,089	56	СТД	канальная	1986	4,984	0,110
TK24-Горького 45	0,057	160	СТД	канальная	1986	9,120	0,804
TK24-TK23	0,089	26	СТД	канальная	1999	2,314	0,130
TK23-TK-22	0,089	178	СТД	канальная	1999	15,842	0,894
TK22- Горького 47	0,057	6	СТД	канальная	1999	0,342	0,012
TK22-TK21	0,057	90	СТД	канальная	1986	5,130	0,176
TK21-Горького 49	0,057	18	СТД	канальная	1986	1,026	0,036
Всего в однотрубном исчислении		4598				472,990	38,238
котельная № 15 (п. Виноградный, пер. Южный, 16)							
кот.-К1	0,114	51,8	СТД	канальная	1985	5,906	0,406
от кот.-до ТК2	0,076	383,6	СТД	надземная	1985	29,154	1,394
К1-К5	0,076	59,2	СТД	канальная	1985	4,500	0,214
Всего в однотрубном исчислении		494,6				39,560	2,014

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
котельная № 17, п. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, 6							
кот.-ТК	0,108	22	СТД	канальная	1987	2,376	0,172
к ж/д 3	0,108	8	СТД	надземная	1987	0,864	0,062
ТК-до ж/д 4	0,108	35	СТД	канальная	1987	3,780	0,274
ТК-до ж/д 4	0,108	52	СТД	канальная	1987	5,616	0,408
ТК-до ж/д 1	0,108	137,6	СТД	канальная	1987	14,860	1,080
ТК-до ж/д 1	0,108	5,2	СТД	надземная	1987	0,562	0,040
ТК-до ж/д 1,2,3	0,108	144,4	СТД	надземная	1987	15,596	1,134
ТК-до ж/д 2	0,108	5	СТД	надземная	1987	0,540	0,040
Всего в однотрубном исчислении		409,2				44,194	3,214
котельная № 22, п. Сукко, ул. Желанная, 10							
Котельная - ТК-1	0,159	32,58	ППУ	надземно	2019	5,180	0,576
Котельная - ТК-1	0,108	16,29	ППУ	надземно	2019	1,760	0,128
Котельная - ТК-1	0,089	16,29	ППУ	надземно	2019	1,450	0,082
ТК-1-ТК-2	0,159	61,6	ППУ	надземно	2019	9,794	1,088
	0,108	30,8	ППУ	надземно	2019	3,326	0,242
	0,089	30,8	ППУ	надземно	2019	2,742	0,154
ТК-2 - ТК-3	0,133	188,08	ППУ	надземно	2019	25,014	2,308
	0,089	94,04	ППУ	надземно	2019	8,370	0,472
	0,076	94,04	ППУ	надземно	2019	7,148	0,342
ТК-3 - ТК-4	0,108	188,2	ППУ	надземно	2019	20,326	1,478
	0,089	94,1	ППУ	надземно	2019	8,374	0,472
	0,076	94,1	ППУ	надземно	2019	7,152	0,342
ТК-4 - до ж.д.№3 по ул.Желанная	0,076	97,1	ППУ	надземно	2019	7,380	0,352
	0,057	48,55	ППУ	надземно	2019	2,768	0,096
	0,045	48,55	ППУ	надземно	2019	2,184	0,056
ТК-4 - до ж.д.№5 по ул.Желанная	0,076	113,3	ППУ	надземно	2019	8,610	0,412
	0,057	56,65	ППУ	надземно	2019	3,230	0,112
	0,045	56,65	ППУ	надземно	2019	2,550	0,064
ТК-3 - до ж.д.№7 по ул.Желанная	0,076	84,82	ППУ	надземно	2019	6,446	0,308
	0,045	42,41	ППУ	надземно	2019	1,908	0,048
	0,038	42,41	ППУ	надземно	2019	1,612	0,034
ТК-2 - до ж.д.№9 по ул.Желанная	0,076	67,22	ППУ	надземно	2019	5,108	0,244
	0,057	33,61	ППУ	надземно	2019	1,916	0,066
	0,045	33,61	ППУ	надземно	2019	1,512	0,038
ТК-1 - до ж.д.№9/1 по ул.Желанная	0,076	119,1	ППУ	надземно	2019	9,052	0,432
	0,057	59,55	ППУ	надземно	2019	3,394	0,116

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
	0,045	59,55	ППУ	надземно	2019	2,680	0,068
Всего в однотрубном исчислении		1904,000				160,986	10,130
котельная № 23, ул. Тургенева, 244							
кот.- ТК-1	0,273	32	ППУ	бесканально	2012	8,736	1,570
ТК-1 - ТК-2	0,273	92	ППУ	бесканально	2012	25,116	4,516
ТК-2 - ТК-3	0,219	492	ППУ	бесканально	2012	107,748	15,456
ТК-3 - ТК-3-1	0,159	156	ППУ	бесканально	2012	24,804	2,756
ТК-3-1 - ТК-4	0,219	40	ППУ	бесканально	2012	8,760	1,256
ТК-4 - ТК-5	0,219	118	ППУ	бесканально	2012	25,842	3,708
ТК-5 - ТК-6	0,159	82	ППУ	бесканально	2012	13,038	1,450
ТК-6 - ж.д. №6А, к.5	0,108	180	ППУ	бесканально	2012	19,440	1,414
ТК-6 - ж.д. №6А, к.4	0,108	16	ППУ	бесканально	2012	1,728	0,126
ТК-5 - ж.д. №6А, к.3	0,108	16	ППУ	бесканально	2012	1,728	0,126
ТК-4 - ж.д. №6А, к.2	0,108	16	ППУ	бесканально	2012	1,728	0,126
ТК-3-1 - ж.д. №6А, к.1	0,108	140	ППУ	бесканально	2012	15,120	1,100
ТК-3 - ТК-8	0,159	26	ППУ	бесканально	2012	4,134	0,460
ТК-8 - ТК-9	0,219	110	ППУ	бесканально	2012	24,090	3,456
ТК-9 - ТК-10	0,159	48	ППУ	бесканально	2012	7,632	0,848
ТК-10 - ТК-11	0,159	78	ППУ	бесканально	2012	12,402	1,378
ТК-10 - №6Б, к.3	0,108	88	ППУ	бесканально	2012	9,504	0,692
ТК-11 - №6Б, к.2	0,108	20	ППУ	бесканально	2012	2,160	0,158
ТК-11 - №6Б, к.1	0,108	102	ППУ	бесканально	2012	11,016	0,802
ТК-8 - ТК-12	0,159	136	ППУ	бесканально	2012	21,624	2,404
ТК-9 - ж.д.Солд.м №6В,к.3	0,108	42	ППУ	бесканально	2012	4,536	0,330
ТК-12 - ж.д.Солд.м №6В,к.2	0,108	26	ППУ	бесканально	2012	2,808	0,204
ТК-12 - ж.д.Солд.м №6В,к.1	0,108	104	ППУ	бесканально	2012	11,232	0,816
ТК-2 - ТК-13	0,159	414	ППУ	бесканально	2012	65,826	7,316
ТК-13 - ТК-14	0,159	132	ППУ	бесканально	2012	20,988	2,332
ТК-14 - ж.д.Солд.м №6Г,к.3	0,133	20	ППУ	бесканально	2012	2,660	0,246
ТК-14 - ж.д.Солд.м №6Г,к.4	0,108	92	ППУ	бесканально	2012	9,936	0,722
Всего в однотрубном исчислении		2818				464,336	55,765
На балансе АО «Теплоэнерго»							
Всего в однотрубном исчислении		97489,5				15809,746	2397,925
На балансе потребителей							
Котельная № 20 (с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20)							
котельная № 20 - ТК-1	0,108	83				8,964	0,652
ТК-1 - УЗ-1	0,108	198				21,384	1,556

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
УЗ-1 - ТК-2 МБОУ СОШ № 11	0,089	228				20,292	1,146
ТК-2 - ввод 1	0,089	14				1,246	0,070
ТК-2 - ввод 2	0,089	14				1,246	0,070
ТК-1 - ТК-3	0,057	96				5,472	0,188
ТК-3 - Мастерская	0,057	14				0,798	0,028
ТК-3 - Спортшкола	0,04	38				1,520	0,030
Всего в однотрубном исчислении		685				60,922	3,740
Котельная № 21 (с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50)							
котельная № 21 - ТК-1	0,108	210	ППУ			22,680	1,650
ТК-1 - Амбулатория № 4	0,057	60	ППУ			3,420	0,118
ТК-1 - МОУ СОШ № 14	0,108	12	ППУ			1,296	0,094
Всего в однотрубном исчислении		282				27,396	1,862
Котельная № 7 (г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1)							
Котельная № 7 - СЭС	0,089	186				16,554	0,934
Всего в однотрубном исчислении		186				16,554	0,934
Всего на балансе потребителей							
Всего в однотрубном исчислении		1153				104,872	6,536
ИТОГО в эксплуатации АО «Теплоэнерго»							
Всего в однотрубном исчислении		98 642,50				15914,618	2404,461
ООО «Тепловик»							
г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, 87, Котельная № 1							
кот.-ТК1	0,426	26,2	мин.вата	подземно	1986	11,161	3,292
ТК1-ТК2	0,426	116,4	мин.вата	подземно	1984	49,586	14,627
ТК2-ТК16	0,377	940,64	ППУ	подземно	2017	354,621	90,500
ТК2-ТК16	0,377	62	ППУ	надземно	2017	23,374	5,965
ТК2-ТК2а	0,219	177	ППУ	бесканал. подземно	2013	38,763	5,561
ТК2а-ТК7	0,159	113,4	мин.вата	подземно	1974	18,031	2,004
ТК2-ТК3	0,426	685	мин.вата	подземно	1998	291,810	86,080
ТК3-ТК3д	0,219	475	мин.вата	подземно	2001	104,025	14,923
ТК3д-ТК3е	0,133	204	ППУ	подземно	2024	27,132	2,503
ТК3е-ТК3е/1	0,108	254	ППУ	подземно	2024	27,432	1,995
ТК3е-ТК3а	0,108	86	мин.вата	подземно	1974	9,288	0,675
ТК3а-ТК3/1	0,108	127	мин.вата	подземно	2020	13,716	0,997

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK3/1-TK36	0,108	85	мин.вата	подземно	2020	9,180	0,668
TK36-TK3в	0,089	44	мин.вата	подземно	2016	3,916	0,221
TK3-TK3ж	0,273	17	мин.вата	подземно	1974	4,641	0,834
TK3ж-TK4	0,273	355,6	мин.вата	надземно	1980	97,079	17,455
TK3ж-TK4	0,273	83,1	мин.вата	подземно	1980	22,686	4,079
TK4-TK4а	0,273	88	мин.вата	подземно	1980	24,024	4,320
TK4а-TK5	0,273	162,2	мин.вата	подземно	1980	44,281	7,962
TK5-TK5а	0,273	190	мин.вата	надземно	1994	51,870	9,327
TK 5а-TK 56	0,273	318	мин.вата	надземно	1994	86,814	15,610
TK 56-TK 56/1	0,273	66	мин.вата	надземно	1994	18,018	3,240
TK 56-TK 56/1	0,273	48	мин.вата	бесканал. подземно	1994	13,104	2,356
TK 56/1-TK56/2	0,273	100	мин.вата	бесканал. подземно	1994	27,300	4,909
TK56/2-TK5в	0,273	206	мин.вата	бесканал. подземно	1994	56,238	10,112
TK5в-TK5в/1	0,273	164	мин.вата	бесканал. подземно	1994	44,772	8,050
TK5в/1-TK5г	0,273	56	мин.вата	бесканал. подземно	1994	15,288	2,749
TK5г-TK8/2	0,273	447	мин.вата	бесканал. подземно	1994	122,031	21,942
TK8/2-TK8/1	0,159	33	мин.вата	бесканал. подземно	1994	5,247	0,583
TK8/1-TK8	0,159	72	мин.вата	бесканал. подземно	1994	11,448	1,272
TK8-TK9	0,159	124	мин.вата	бесканал. подземно	2017	19,716	2,191
TK1-TK1а	0,325	76	мин.вата	подземно	1984	24,700	5,372
TK1а-TK1в	0,325	164	мин.вата	подземно	1984	53,300	11,592
TK1в-TK1г	0,325	96	мин.вата	подземно	1984	31,200	6,786
TK1г-TK10	0,325	417	мин.вата	подземно	1993	135,525	29,476
TK16-TK106	0,219	214	ППУ	подземно	2017	46,866	6,723
TK106-TK10в	0,219	480,2	мин.вата	подземно	2022	105,164	15,086
TK10-TK11	0,219	78	мин.вата	подземно	2010	17,082	2,450
TK11-TK11а	0,219	221	мин.вата	подземно	2010	48,399	6,943
TK11а-TK116	0,219	134	мин.вата	подземно	2010	29,346	4,210
TK116-TK11в	0,219	155	мин.вата	надземно	1980	33,945	4,869
TK11в-TK12	0,219	156	мин.вата	надземно	1980	34,164	4,901
TK12-TK13	0,219	165	мин.вата	надземно	1980	36,135	5,184
TK13-TK14	0,219	115	ППУ	надземно	2016	25,185	3,613
TK14-TK146	0,159	32	мин.вата	надземно	1988	5,088	0,565
TK14-TK146	0,159	119	мин.вата	подземно	1988	18,921	2,103
TK146-TK15	0,159	134	ППУ	бесканал. подземно	2016	21,306	2,368
TK16-TK16а	0,273	345	мин.вата	подземно	2010	94,185	16,935
TK16а-TK17	0,273	423,6	мин.вата	подземно	2010	115,643	20,793
TK17-TK18	0,273	114,1	мин.вата	подземно	2011	31,149	5,601
TK17-TK18	0,273	372,9	мин.вата	подземно	2010	101,802	18,305
TK18-TK19	0,273	414,6	мин.вата	подземно	2005	113,186	20,352

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострунном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK1a-TK1б	0,108	80	мин.вата	подземно	1988	8,640	0,628
Итого в однострунном исчислении		10431,94				2777,523	541,857
г. Анапа, Пионерский проспект, 32Б, Котельная № 2							
кот.-УТ1	0,63	40	мин.вата	надземно	1987	25,200	11,310
УТ1-УТ1а	0,63	228	ППУ	надземно	2023	143,640	64,465
УТ1а-УТ1/1	0,325	72	ППУ	надземно	2023	23,400	5,089
УТ1а-УТ1/1	0,325	180	мин.вата	надземно	1987	58,500	12,723
УТ1/1-УТ1/1а	0,273	582	мин.вата	надземно	1987	158,886	28,569
УТ1/1-УТ1/1а	0,273	784	мин.вата	подземно	1987	214,032	38,485
УТ1/1а-УТ1/2	0,273	112	мин.вата	надземно	1987	30,576	5,498
УТ1/2-УТ1/3	0,273	126	мин.вата	надземно	1987	34,398	6,185
УТ1/3-УТ1/4	0,273	89	мин.вата	надземно	1987	24,297	4,369
УТ1/4-УТ1/5	0,219	108	мин.вата	подземно	1987	23,652	3,393
УТ1/4-УТ1/5	0,219	40	ППУ	подземно	2014	8,760	1,257
УТ1-УТ1б	0,63	92	мин.вата	надземно	2007	57,960	26,012
УТ1-УТ1б	0,63	50	мин.вата	подземно	2007	31,500	14,137
УТ1а-УТ2	0,529	182	мин.вата	надземно	1987	96,278	35,736
УТ1а-УТ2	0,529	42	мин.вата	подземно	1987	22,218	8,247
УТ2-УТ2/1	0,529	79	мин.вата	подземно	1987	41,791	15,512
УТ2/1-УТ2а	0,529	492	мин.вата	подземно	1987	260,268	96,604
УТ2а-УТ3	0,529	245	мин.вата	надземно	1987	129,605	48,106
УТ3-УТ4	0,529	1120	мин.вата	надземно	1987	592,480	219,911
УТ3-УТ4	0,529	48	мин.вата	подземно	1987	25,392	9,425
УТ4-УТ4а	0,529	367	мин.вата	надземно	1987	194,143	72,060
УТ4а-УТ5	0,426	352	мин.вата	надземно	1987	149,952	44,234
УТ4а-УТ5	0,426	26	мин.вата	подземно	1987	11,076	3,267
УТ5-УТ5а	0,426	127	мин.вата	надземно	1987	54,102	15,959
УТ5-УТ5а	0,426	38	мин.вата	подземно	1987	16,188	4,775
УТ5а-УТ6	0,426	298	мин.вата	надземно	1987	126,948	37,448
УТ5а-УТ6	0,426	64	мин.вата	подземно	1987	27,264	8,042
УТ6-УТ6а	0,426	659	мин.вата	надземно	1987	280,734	82,812
УТ6-УТ6а	0,426	62	мин.вата	подземно	1987	26,412	7,791
УТ6а-УТ7	0,426	231,8	мин.вата	надземно	1987	98,747	29,129
УТ6а-УТ7	0,426	41,28	ППУ	подземно	2016	17,585	5,187
УТ7-УТ7а	0,377	40	мин.вата	надземно	1987	15,080	3,848
УТ7а-УТ8	0,377	872	мин.вата	надземно	1987	328,744	83,896
УТ7а-УТ8	0,377	58	мин.вата	подземно	1987	21,866	5,580
УТ8-УТ9/1	0,377	618	мин.вата	надземно	1987	232,986	59,459

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
УТ8-УТ9/1	0,377	354	мин.вата	подземно	1987	133,458	34,059
УТ9/1-УТ9	0,325	68	мин.вата	подземно	1987	22,100	4,807
УТ9-УТ9а	0,325	186	мин.вата	надземно	1987	60,450	13,148
УТ9-УТ9а	0,325	24	мин.вата	подземно	1987	7,800	1,696
УТ9а-УТ9б	0,325	474	мин.вата	надземно	1987	154,050	33,505
УТ9б-УТ9в	0,325	291	мин.вата	надземно	1987	94,575	20,570
УТ9б-УТ9в	0,325	66	мин.вата	подземно	1987	21,450	4,665
УТ9в-УТ10	0,325	112	мин.вата	надземно	1987	36,400	7,917
УТ10-УТ11	0,325	450	мин.вата	надземно	1987	146,250	31,809
УТ10-УТ11	0,325	22	мин.вата	подземно	1987	7,150	1,555
УТ11-УТ11а	0,325	288	мин.вата	надземно	1987	93,600	20,358
УТ11-УТ11а	0,325	22	ППУ	подземно	1987	7,150	1,555
УТ11а-УТ12	0,325	94	ППУ	надземно	1987	30,550	6,644
УТ12-УТ12в	0,219	478	мин.вата	надземно	1987	104,682	15,017
УТ12в-УТ12г	0,219	2	мин.вата	надземно	1987	0,438	0,063
УТ12в-УТ12г	0,219	88,4	мин.вата	подземно	1987	19,360	2,777
УТ12г-ТК30	0,219	130	мин.вата	подземно	1987	28,470	4,084
Итого в однотрубном исчислении		11714,48				4572,593	1322,749
г. Анапа, ул. Калинина, 4, Котельная № 3							
кот.-ТК2	0,325	140	мин.вата	надземно	2007	45,500	9,896
кот.-ТК1	0,325	140	мин.вата	надземно	1985	45,500	9,896
ТК1-ТК3	0,159	128	мин.вата	подземно	1974	20,352	2,262
ТК3-ТК4	0,159	108	мин.вата	подземно	1974	17,172	1,909
ТК4-ТК5	0,159	66	мин.вата	подземно	1974	10,494	1,166
кот.-ТК6а	0,159	224,14	мин.вата	надземно	2007	35,638	3,961
кот.-ТК6а	0,159	96	мин.вата	надземно	2015	15,264	1,696
ТК6а-ТК6	0,159	24	мин.вата	подземно	1974	3,816	0,424
ТК6-ТК66	0,159	46	мин.вата	надземно	2007	7,314	0,813
ТК66-ТК7	0,159	256,4	мин.вата	подземно	1974	40,768	4,531
ТК7-ТК8	0,108	174	мин.вата	подземно	1978	18,792	1,367
ТК8-ТК10	0,089	52	мин.вата	подземно	1978	4,628	0,261
ТК10-ТК11	0,089	170	мин.вата	подземно	1978	15,130	0,855
ТК2-ТК12	0,325	104	мин.вата	подземно	1986	33,800	7,351
ТК12-ТК13	0,325	164	мин.вата	подземно	2007	53,300	11,592
ТК13-ТК23	0,273	40	мин.вата	подземно	1994	10,920	1,963
ТК23-ТК24	0,273	150	мин.вата	подземно	1994	40,950	7,363
ТК24-ТК25	0,273	60	мин.вата	подземно	1994	16,380	2,945
ТК25-ТК26	0,273	66	мин.вата	подземно	1994	18,018	3,240
ТК26-ТК27	0,273	82	мин.вата	подземно	1994	22,386	4,025

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK27-TK28	0,273	90	мин.вата	подземно	1989	24,570	4,418
TK28-TK28a	0,273	80	мин.вата	подземно	1989	21,840	3,927
TK28a-TK29	0,273	176	мин.вата	подземно	1989	48,048	8,639
TK29-TK30/1	0,219	120	мин.вата	подземно	1989	26,280	3,770
TK30/1-TK30	0,219	90	мин.вата	подземно	1989	19,710	2,827
TK30-TK32	0,219	152	мин.вата	подземно	1989	33,288	4,775
TK32-TK33	0,108	42,44	мин.вата	подземно	1978	4,584	0,333
TK33-бювет	0,057	480	мин.вата	подземно	1998	27,360	0,942
TK32-TK34	0,219	167,4	мин.вата	подземно	1989	36,661	5,259
TK34-TK34a	0,219	32	ППУ	бесканал. подземно	2016	7,008	1,005
TK34a-TK35	0,219	116	ППУ	подземно	2016	25,404	3,644
TK35-TK36	0,219	110	мин.вата	подземно	1989	24,090	3,456
TK36-TK37	0,219	366	мин.вата	подземно	1989	80,154	11,498
TK37-TK38	0,219	166	мин.вата	подземно	1989	36,354	5,215
TK37-TK39	0,159	186	мин.вата	подземно	1974	29,574	3,287
TK39-TK40	0,108	54	мин.вата	подземно	2017	5,832	0,424
TK39-TK40	0,108	38	мин.вата	подземно	2010	4,104	0,298
TK39-TK41	0,108	192	мин.вата	подземно	1978	20,736	1,508
TK41-TK42	0,108	156	мин.вата	надземно	1974	16,848	1,225
TK42-TK42a	0,108	124	мин.вата	надземно	1974	13,392	0,974
TK42a-TK43	0,108	72	мин.вата	подземно	1978	7,776	0,565
TK43-TK44	0,108	108	мин.вата	подземно	2017	11,664	0,848
TK39-TK43	0,108	360	мин.вата	подземно	1986	38,880	2,827
TK39-TK44	0,108	200	мин.вата	подземно	2010	21,600	1,571
TK2-TK12	0,325	104	мин.вата	подземно	1986	33,800	7,351
TK12-TK13	0,325	164	мин.вата	подземно	1986	53,300	11,592
TK13-TK14	0,325	74	мин.вата	подземно	1986	24,050	5,231
TK13-TK13a	0,089	256	мин.вата	подземно	1978	22,784	1,287
TK13-TK13a	0,057	150	мин.вата	надземно	1989	8,550	0,295
TK14-TK15	0,325	28	мин.вата	подземно	1986	9,100	1,979
TK15-TK16	0,325	114	мин.вата	подземно	1986	37,050	8,058
TK16-TK17	0,325	128	мин.вата	подземно	1986	41,600	9,048
TK17-TK18	0,325	88	мин.вата	подземно	1986	28,600	6,220
TK18-ЦАНК	0,057	236	мин.вата	надземно	1989	13,452	0,463
TK18-TK19	0,325	208	мин.вата	подземно	1986	67,600	14,703
TK19-TK19a	0,108	18	мин.вата	подземно	1978	1,944	0,141
TK19-TK20a	0,325	118	мин.вата	подземно	1986	38,350	8,341
TK20a-TK20	0,325	200	мин.вата	подземно	1986	65,000	14,137
TK20-TK206	0,325	84	мин.вата	подземно	1986	27,300	5,938
TK206-TK21	0,325	49	мин.вата	подземно	1986	15,925	3,464

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однотрубном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
TK21-TK22	0,325	286	мин.вата	подземно	1986	92,950	20,216
TK22-TK22/1	0,089	104	мин.вата	подземно	1978	9,256	0,523
TK22-TK22/1	0,089	36	мин.вата	надземно	1978	3,204	0,181
TK22-TK22a	0,159	34	мин.вата	подземно	1974	5,406	0,601
TK22-TK22a	0,159	60	ППУ	бесканал. подземно	2014	9,540	1,060
TK22-TK226	0,219	12	мин.вата	подземно	1989	2,628	0,377
TK226-TK50	0,219	242	ППУ	бесканал. подземно	2010	52,998	7,603
TK50-TK50a	0,219	46	мин.вата	подземно	1989	10,074	1,445
TK50a-TK506	0,219	40	мин.вата	подземно	1989	8,760	1,257
TK506-TK51	0,159	137	ППУ	подземно	2024	21,783	2,421
TK51-TK52	0,219	98	мин.вата	подземно	1989	21,462	3,079
TK51-TK56	0,219	224	мин.вата	подземно	1989	49,056	7,037
TK56-TK57	0,219	232	мин.вата	подземно	1989	50,808	7,288
TK21-TK45	0,219	45	мин.вата	подземно	1989	9,855	1,414
TK45-TK46	0,219	33	мин.вата	подземно	1989	7,227	1,037
TK46-TK47	0,219	23	мин.вата	подземно	1989	5,037	0,723
TK47-TK48	0,219	142	мин.вата	надземно	1989	31,098	4,461
TK48-TK49	0,219	28	мин.вата	надземно	1989	6,132	0,880
TK49-TK49a	0,159	171	мин.вата	подземно	1974	27,189	3,022
TK49a-TK50	0,159	112	мин.вата	подземно	1989	17,808	1,979
Итого в однотрубном исчислении		10092,38				1992,555	315,603
ИТОГО по ООО "Тепловик"							
в однотрубном исчислении		32238,8				9342,671	2180,209
АО "Краснодартеплосеть"							
Котельная № 23 АО «Краснодартеплосеть»							
От котельной до участка жилого микрорайона Подающий	0,53	68,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	36,305	13,450
От котельной до участка жилого микрорайона Подающий	0,426	1219	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	519,294	153,184
От котельной до участка жилого микрорайона Подающий	0,377	931,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	351,326	89,659
От котельной до участка жилого микрорайона Подающий	0,325	992,3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	322,498	70,142
Тепловая сеть к литеру 1 мкр.№ 1 Подающий	0,108	72,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	7,873	0,573
Тепловая сеть к литеру 2 мкр.№ 1 Подающий	0,108	50,1	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	5,411	0,393
Тепловая сеть к литеру 3 мкр.№ 1 Подающий	0,159	53,95	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	8,578	0,953

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Тепловая сеть к литеру 4 мкр.№ 1Подающий	0,089	43,3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	3,854	0,218
Тепловая сеть к литеру 5 мкр.№ 1Подающий	0,108	11,2	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,210	0,088
Тепловая сеть к литеру 6 мкр.№ 1Подающий	0,089	12,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,108	0,063
Тепловая сеть к литеру 7 мкр.№ 1Подающий	0,108	12,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,345	0,098
Тепловая сеть к литеру 8 мкр.№ 1Подающий	0,108	65,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	7,085	0,515
Тепловая сеть к литеру 9 мкр.№ 1Подающий	0,133	78,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	10,441	0,963
Тепловая сеть к литеру 12 мкр. № 1. От УТ до УПЗПодающий	0,089	70,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	6,270	0,354
Тепловая сеть к литеру 12 мкр. № 1. От УПЗ до литеру 12Подающий	0,089	67,7	Пенополиуретан	Непроходной канал	2017	6,025	0,340
Тепловая сеть к литеру 2 мкр. № 5Подающий	0,133	118,8	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	15,800	1,458
Тепловая сеть к литеру 3 мкр. № 5Подающий	0,038	8,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	0,323	0,007
Тепловая сеть к литеру 7 мкр. № 5Подающий	0,133	11,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,543	0,142
Тепловая сеть к литеру 8 мкр. № 5Подающий	0,108	51	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	5,508	0,401
От котельной до участка жилого микрорайона Обратный	0,53	68,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	36,305	13,450
От котельной до участка жилого микрорайона Обратный	0,426	1219	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	519,294	153,184
От котельной до участка жилого микрорайона Обратный	0,377	931,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	351,326	89,659
От котельной до участка жилого микрорайона Обратный	0,325	992,3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2015	322,498	70,142
Тепловая сеть к литеру 1 мкр.№ 1Обратный	0,108	72,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	7,873	0,573
Тепловая сеть к литеру 2 мкр.№ 1Обратный	0,108	50,1	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	5,411	0,393
Тепловая сеть к литеру 3 мкр.№ 1Обратный	0,159	53,95	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	8,578	0,953
Тепловая сеть к литеру 4 мкр.№ 1Обратный	0,089	43,3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	3,854	0,218
Тепловая сеть к литеру 5 мкр.№ 1Обратный	0,108	11,2	Пенополиуретан	Бесканальная	2017	1,210	0,088

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
				прокладка			
Тепловая сеть к литеру 6 мкр.№ 1 Обратный	0,089	12,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,108	0,063
Тепловая сеть к литеру 7 мкр.№ 1 Обратный	0,108	12,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,345	0,098
Тепловая сеть к литеру 8 мкр.№ 1 Обратный	0,108	65,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	7,085	0,515
Тепловая сеть к литеру 9 мкр.№ 1 Обратный	0,133	78,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	10,441	0,963
Тепловая сеть к литеру 12 мкр. № 1. От УТ до УПЗ Обратный	0,089	70,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	6,270	0,354
Тепловая сеть к литеру 12 мкр. № 1. От УПЗ до литеру 12 Обратный	0,089	67,7	Пенополиуретан	Непроходной канал	2017	6,025	0,340
Тепловая сеть к литеру 2 мкр. № 5 Обратный	0,133	118,8	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	15,800	1,458
Тепловая сеть к литеру 3 мкр. № 5 Обратный	0,038	8,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	0,323	0,007
Тепловая сеть к литеру 7 мкр. № 5 Обратный	0,133	11,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	1,543	0,142
Тепловая сеть к литеру 8 мкр. № 5	0,108	51	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2017	5,508	0,401
От УТ1 до УТ2	0,159	143,85	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	22,872	2,542
От УТ2 до литеру 4 (ИТП №1)	0,133	15,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	2,088	0,193
От УТ2 до литеру 4 (ИТП №2)	0,108	36,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	3,958	0,288
От УТ1 до УТ2	0,219	119,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	26,192	3,757
От УТ2 до УТ3	0,159	48,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	7,743	0,861
От УТ3 до литеру 6(ИТП №1)	0,133	15,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	2,088	0,193
От УТ3 до литеру 6(ИТП №2)	0,108	36,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	3,958	0,288
От УТ1 до УТ2	0,159	143,85	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	22,872	2,542
От УТ2 до литеру 4 (ИТП №1)	0,133	15,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	2,088	0,193
От УТ2 до литеру 4 (ИТП №2)	0,108	36,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	3,958	0,288

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубно исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
От УТ1 до УТ2	0,219	119,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	26,192	3,757
От УТ2 до УТ3	0,159	48,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	7,743	0,861
От УТ3 до литеры 6(ИТП №1)	0,133	15,7	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	2,088	0,193
От УТ3 до литеры 6(ИТП №2)	0,108	36,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	3,958	0,288
От УТ12 до ж/д Литер 10 МКР №1 п. Супсех Подающий	0,133	79,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	10,587	0,977
От УТ3 до УТ1 в МКР №1 п. Супсех Подающий	0,219	422,75	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	92,582	13,281
От УТ1 до УТ2 в МКР №1 п. Супсех Подающий	0,159	267	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	42,453	4,718
От УТ2 до ж/д Литер 4 в МКР №1 п. Супсех Подающий	0,159	3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	0,477	0,053
От УТ12 до ж/д Литер 10 МКР №1 п. Супсех Обратный	0,133	79,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	10,587	0,977
От УТ3 до УТ1 в МКР №1 п. Супсех Обратный	0,219	422,75	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	92,582	13,281
От УТ1 до УТ2 в МКР №1 п. Супсех Обратный	0,159	267	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	42,453	4,718
От УТ2 до ж/д Литер 4 в МКР №1 п. Супсех Обратный	0,159	3	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2018	0,477	0,053
Тепловая сеть внеплощадочная к 20-ти этажному мкд со встроенными помещениями и паркингом по ул. Владимирская, 148, г. Анапа	0,159	1026	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	163,134	18,131
Тепловая сеть внеплощадочная к 20-ти этажному мкд со встроенными помещениями и паркингом по ул. Владимирская, 148, г. Анапа	0,219	127	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	27,813	3,990
Тепловая сеть внеплощадочная МКР № 4 к жилому комплексу "Горгиппия" г. Анапа	0,219	37	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	8,103	1,162
Тепловая сеть внеплощадочная к 20-ти этажному мкд со встроенными помещениями и паркингом по ул. Владимирская, 148, г. Анапа	0,159	1026	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	163,134	18,131
Тепловая сеть внеплощадочная к 20-ти этажному мкд со встроенными помещениями и паркингом по ул. Владимирская, 148, г. Анапа	0,219	127	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	27,813	3,990
Тепловая сеть внеплощадочная МКР № 4 к жилому комплексу "Горгиппия" г. Анапа	0,219	37	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2020	8,103	1,162
Приобретение: тепловая сеть	0,108	87	Пенополиуретан	Бесканальная	2022	9,396	0,683

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
внутриплощадочная протяженностью 123 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.1				прокладка			
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 123 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.1	0,159	36	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,724	0,636
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 123 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.1	0,108	87	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,396	0,683
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 123 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.1	0,159	36	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,724	0,636
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,273	76	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	20,748	3,731
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,219	96	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	21,024	3,016
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,159	55	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	8,745	0,972
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,108	57	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,156	0,448
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,273	76	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	20,748	3,731
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,219	96	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	21,024	3,016
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,159	55	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	8,745	0,972
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 284 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.3	0,108	57	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,156	0,448
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 215 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.4	0,159	156	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	24,804	2,757
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 215 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.4	0,108	59	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,372	0,463

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в одноструйном исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 215 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.4	0,159	156	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	24,804	2,757
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 215 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.4	0,108	59	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,372	0,463
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 179 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.5	0,159	179	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	28,461	3,163
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 179 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.5	0,159	179	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	28,461	3,163
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,219	114	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	24,966	3,581
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,159	39	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,201	0,689
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,108	47	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,076	0,369
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,219	114	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	24,966	3,581
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,159	39	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,201	0,689
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 200 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.6	0,108	47	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,076	0,369
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 117 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7	0,159	57	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,063	1,007
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 117 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7	0,108	60	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,480	0,471
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 117 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7	0,159	57	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,063	1,007
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 117 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7	0,108	60	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	6,480	0,471

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.7							
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 299 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.8	0,325	257	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	83,525	18,166
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 299 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.8	0,108	42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,536	0,330
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 299 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.8	0,325	257	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	83,525	18,166
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 299 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.8	0,108	42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,536	0,330
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 217 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.12	0,273	123	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	33,579	6,038
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 217 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.12	0,108	94	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	10,152	0,738
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 217 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.12	0,273	123	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	33,579	6,038
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 217 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.12	0,108	94	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	10,152	0,738
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	0,273	110	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	30,030	5,400
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	0,219	56	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	12,264	1,759
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	0,108	19	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	2,052	0,149
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	0,273	110	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	30,030	5,400
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13	0,219	56	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	12,264	1,759
Приобретение: тепловая сеть	0,108	19	Пенополиуретан	Бесканальная	2022	2,052	0,149

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
внутриплощадочная протяженностью 185 м, г. Анапа, ул. Адмирала Пустошкина, 22 стр.13				прокладка			
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 89 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.1	0,108	89	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,612	0,699
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 50 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.2	0,108	50	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,400	0,393
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 45 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.3	0,108	45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,860	0,353
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 42 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.4	0,089	42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,738	0,211
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 17 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.5	0,108	17	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,836	0,134
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 12 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.6	0,108	12	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,296	0,094
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 41 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.7	0,108	41	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,428	0,322
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 66 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.8	0,108	66	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	7,128	0,518
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 74 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.9	0,133	74	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,842	0,908
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 80 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.10	0,133	80	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	10,640	0,982
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 89 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.1	0,108	89	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,612	0,699
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 50 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.2	0,108	50	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	5,400	0,393
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 45 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.3	0,108	45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,860	0,353

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 42 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.4	0,089	42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,738	0,211
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 17 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.5	0,108	17	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,836	0,134
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 12 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.6	0,108	12	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,296	0,094
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 41 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.7	0,108	41	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,428	0,322
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 66 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.8	0,108	66	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	7,128	0,518
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 74 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.9	0,133	74	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	9,842	0,908
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 80 м, г. Анапа, шоссе Супсехское, 26 стр.10	0,133	80	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	10,640	0,982
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 133 м, г. Анапа, ул. Ленина 229 Литер 4	0,219	133	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	29,127	4,178
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,089	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,668	0,038
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,219	21,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,709	0,675
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,133	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,998	0,092
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,273	666,2	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	181,873	32,702
Приобретение: тепловая сеть внутриплощадочная протяженностью 133 м, г. Анапа, ул. Ленина 229 Литер 4	0,219	133	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	29,127	4,178
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по	0,089	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,668	0,038

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
ул. Ивана Голубца г. Анапа"							
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,219	21,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	4,709	0,675
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,133	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,998	0,092
Внеплощадочные тепловые сети для ж/комплекса по ул. Ленина и жил. Застройки по ул. Ивана Голубца г. Анапа"	0,273	666,2	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	181,873	32,702
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,426	458,05	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	195,129	57,560
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,377	373,95	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	140,979	35,978
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,219	25,05	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2024	5,486	0,787
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,159	14,63	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2025	2,325	0,258
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,133	14,42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2026	1,918	0,177
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,108	15,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,674	0,122
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,426	458,05	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	195,129	57,560
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,377	373,95	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	140,979	35,978
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,219	25,05	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2024	5,486	0,787
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,159	14,63	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2025	2,325	0,258
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,133	14,42	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2026	1,918	0,177

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети				прокладка			
Жилой комплекс «Горгиппия» в городе-курорте Анапа мкр. 2,3,4. Внеплощадочные тепловые сети	0,108	15,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,674	0,122
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 231 (Л15)	0,133	114	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	15,162	1,399
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 233 (Пустошкина 16, Л6)	0,159	226	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	35,934	3,994
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 10 (Л 10)	0,133	136	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	18,088	1,669
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 11	0,133	162	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	21,546	1,988
Тепловая сеть внеплощадочная для многоэтажного 5-секционного ж/д со встроенными офисными помещениями по ул. Адмирала Пустошкина, 16	0,159	8,8	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	1,399	0,156
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	152,1	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	64,795	19,113
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,377	82,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	31,159	7,952
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,53	66,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	35,219	13,047
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,195	0,942
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	541,94	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	230,864	68,102
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,377	471	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	177,567	45,316
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,219	6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,314	0,188
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,159	19,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,116	0,346
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,108	6,25	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,675	0,049
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,159	19,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,164	0,352
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,133	18,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	2,461	0,227
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 231 (Л15)	0,133	114	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	15,162	1,399

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м²	V, м³
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Ленина 233 (Пустошкина 16, Л6)	0,159	226	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	35,934	3,994
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 10 (Л 10)	0,133	136	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	18,088	1,669
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 11	0,133	162	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	21,546	1,988
Тепловая сеть внеплощадочная для многоэтажного 5-секционного ж/д со встроенными офисными помещениями по ул. Адмирала Пустошкина, 16	0,159	8,8	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	1,399	0,156
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	152,1	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	64,795	19,113
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,377	82,65	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	31,159	7,952
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,53	66,45	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	35,219	13,047
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	7,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,195	0,942
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,426	541,94	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	230,864	68,102
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,377	471	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	177,567	45,316
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,219	6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	1,314	0,188
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,159	19,6	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,116	0,346
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,108	6,25	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	0,675	0,049
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,159	19,9	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	3,164	0,352
Внеплощадочная тепловая сеть для ж/к Горгиппия г.-к. Анапа МКР 1, 2, 3	0,133	18,5	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2022	2,461	0,227
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 2 (Л 2)	0,133	84	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	11,172	1,031
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 16	0,108	18	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	1,944	0,141
Покупка тепловой сети: г. Анапа, ул. Ленина, д. 297	0,108	146	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2024	15,768	1,147
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул. Пустошкина, д. 22, стр. 2 (Л 2)	0,133	84	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2023	11,172	1,031
Покупка тепловой сети: г.-к Анапа, ул.	0,108	18	Пенополиуретан	Бесканальная	2023	1,944	0,141

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
Пустошкина, д. 16				прокладка			
Покупка тепловой сети: г. Анапа, ул. Ленина, д. 297	0,108	146	Пенополиуретан	Бесканальная прокладка	2024	15,768	1,147
ВСЕГО по АО "Краснодартеплосеть"							
В однострубнои исчислении		25356,78				6766,814	1484,682
ФГБУ «ЦЖКУ»							
Котельная № 80, г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244							
от Котельной до ТК-1	0,219	14	СТД	Бесканальная прокладка	1968	3,066	0,485
от ТК-1 к домам № 246; 248; 250/1;250/2; 250/3	0,219	260	СТД	Бесканальная прокладка	1968	56,940	9,005
От врезки в трубопровод Д219 к дому Тургенева 246	0,108	120	СТД	Бесканальная прокладка	1968	12,960	1,019
От врезки в трубопровод Д219 к дому Тургенева 248	0,108	120	СТД	Бесканальная прокладка	1968	12,960	1,019
От врезки в трубопровод Д219 к дому Тургенева 250/1; 250/2; 250/3	0,108	30	СТД	Бесканальная прокладка	1968	3,240	0,255
от ТК-1 до ТК-2	0,159	50	СТД	Бесканальная прокладка	1968	7,950	0,937
ТК-2 до ТК-3 (БПК)	0,057	110	СТД	Бесканальная прокладка	1968	6,270	0,247
от ТК-2 до ТК-4	0,159	220	СТД	Бесканальная прокладка	1968	34,980	4,124
от ТК-4 до ТК-6	0,108	26	СТД	Бесканальная прокладка	1968	2,808	0,221
1 ввод от ТК-4 до столовой	0,089	66	СТД	Бесканальная прокладка	1968	5,874	0,370
2 ввод от ТК-4 до столовой	0,057	34	СТД	Бесканальная прокладка	1968	1,938	0,076
от ТК-6 до общежития	0,089	34	СТД	Бесканальная прокладка	1968	3,026	0,191
от ТК-4 до ТК-5	0,108	48	СТД	Бесканальная прокладка	1968	5,184	0,408
от ТК-5 до ТК-8	0,108	108	СТД	Бесканальная прокладка	1968	11,664	0,917
от ТК-8 до ТК-9	0,108	128	СТД	Бесканальная прокладка	1968	13,824	1,087
от ТК-9 до штаб № 42	0,057	138	СТД	Бесканальная прокладка	1968	7,866	0,310
от ТК-9 до общежитие № 101	0,089	180	СТД	Бесканальная	1968	16,020	1,009

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке	Длина участка (в однострубнои исчислении)	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика	Объём
	D, м	L, м				M, м ²	V, м ³
от ТК-6 до ТК-7	0,108	180	СТД	Бесканальная прокладка	1968	19,440	1,529
от ТК-7 до караульного помещения №85	0,057	70	СТД	Бесканальная прокладка	1968	3,990	0,157
от ТК-6 до УТ-1 (УТК «Атлант»)	0,089	296	СТД	Бесканальная прокладка	1968	26,344	1,660
от УТ-1 до здания УТК «Атлант»	0,076	10	СТД	Бесканальная прокладка	1968	0,760	0,041
ВСЕГО по ФГБУ «ЦЖКУ»							
В однострубнои исчислении		2242				257,104	25,067
ООО «СтройСервис»							
Котельная ООО «СтройСервис»							
Участки сетей	0,219	1240	СТД	Бесканальная прокладка	2017	248,000	38,956
ВСЕГО по ООО «СтройСервис»							
В однострубнои исчислении		1240				248,000	38,956
АО «Аэропорт Анапа»							
Котельная АО «Аэропорт Анапа»							
Участки сетей	0,119	5600	СТД	Бесканальная прокладка	2011	663,807	61,800
ВСЕГО по АО «Аэропорт Анапа»							
В однострубнои исчислении		5600				663,807	61,800
ООО «АнапаТеплоресурс»							
Котельные АО «АнапаТеплоресурс»							
Участки сетей	0,219	1000	СТД	Бесканальная прокладка	2023	219,000	31,416
ВСЕГО по АО «АнапаТеплоресурс»							
В однострубнои исчислении		1000				219,000	31,416
ИТОГО по МО город-курорт Анапа							
В однострубнои исчислении		166 320,08				33 412,01	6 226,59

Характеристика грунтов

Анапский район занимает юго-западную часть Краснодарского края, значительная часть его территории омывается водами Черного моря, что повлияло на климатические условия и направленность его хозяйственной деятельности. В геологическом отношении на территории Анапского района выявлены различные отложения мезозойские (представлены меловой системой – нижний мел – в центре района и – верхний мел – на юге) и кайнозойские (включают палеогеновую систему – отложения палеоцена на востоке и юге района, неогеновую систему – отложения миоцена и плиоцена в центре района и четвертичную систему – современные отложения на севере, западе и юго-западе). Четвертичная система представлена аллювиальными отложениями (пески, галечники, глины). Территория района расположена в пределах двух геоморфологических провинций: Предкавказье, занимающее северную, западную, северо-западную и северо-восточную части, и Большой Кавказ, охватывающий южную, юго-западную, восточную, юго-восточную части района.

Современные тектонические движения структурно-геоморфологических зон имеют в основном унаследованный характер. Побережье Черного моря в районе Анапы характеризуется слабодифференцированными опусканиями (со скоростью 0,51 мм/год), которые резко усилили абразию берегов. В рельефе района помимо свежих сейсмогенных деформаций наблюдаются палеосейсмические гравитационные формы.

На полуострове Абрау отмечены проявления сейсмогенно-вибрационной ползучести и разрушения горных склонов, обусловленные длительными сейсмическими колебаниями умеренной силы: части горных массивов отчленились и смещались в сторону моря или долин, а около мыса Большой Утриш возникла трещина шириной до 150 м и глубиной до 90 м при длине около 4 км. В ряде мест произошли обвалы с формированием крупноглыбовых каменных лавин, которые переместились от трещины срыва на расстояние до 3,5 км (вместо 50- 100 м, возможных при обычном гравитационном обвале). Большая часть каменных лавин (до 2 км) ушла в море, образовав острова Большой и Малый Утриш и обусловив формирование на значительной площади своеобразного бугристо-западинного обвального-аккумулятивного рельефа.

На территории района преобладают черноземы обыкновенные слабогумусные слабосмытые (центр, запад, юг, юго-восток района), сменяемые к северу и северо-востоку черноземами выщелоченными малогумусными сверхмощными. В центре района и на крайнем северо-востоке отмечены разной мощности черноземы выщелоченные слитые, а в юго-западной и северо-западной частях встречаются черноземы южные. Восточная часть района занята дерново-карбонатными типичными и выщелоченными почвами; на севере района развиты луговые (пойменные), реже влажнолуговые почвы.

Гидрография

Гидрографическая сеть района представлена сравнительно небольшими речками, впадающими в Черное море. В бассейне р. Анапки густота речной сети составляет 0,31 км/км². Преобладают реки четвертого типа – с паводками в течение всего года; на севере и северо-востоке района – бессточная область.

Высокие паводки характерны в холодный период года, а летом обычно наблюдаются устойчивые низкие уровни; некоторые реки в засушливые годы пересыхают (река Гостагай). Весеннее половодье характеризуется невысокими подъемами уровня воды и растянуто во времени, а в некоторые, особенно теплые годы, оно совсем не наблюдается. Обычно же на половодную волну всегда накладываются острые пики паводков дождевого происхождения. В целом для рек района характерны небольшая водоносность (среднегодовые модули стока изменяются в пределах 0,5-10 л/сек с 1 км²) и большая амплитуда колебания расходов воды (среднегодовой расход многоводного года в 4-8 раз превышает расход маловодного).

3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п. Соответственно, установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Секционные задвижки, а также запорная арматура, как правило, расположены на выходах из котельных, в тепловых камерах, тепловых пунктах, павильонах.

Секционирующая и запорная арматура устанавливается на ответвлениях от основного ствола магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиями СНиП и особенностями топологии каждой системы. Тип применяемой арматуры - клиновая шаровая и дисковая. Применяемые задвижки стального и чугунного исполнения.

3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

В структуру тепловых сетей города, кроме трубопроводов и запорной арматуры, входят тепловые пункты (далее - ТП), тепловые камеры.

ТП - это комплекс оборудования, расположенный в отдельном помещении, обеспечивающий отопление и горячее водоснабжение здания или группы зданий. Основное отличие ТП от котельной заключается в том, что в котельной происходит нагрев теплоносителя за счет сгорания топлива, а тепловой пункт работает с нагретым теплоносителем, поступающим из централизованной системы.

Тепловые камеры являются заглубленным устройством, которое предназначено для размещения в ней и дальнейшего обслуживания теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками (вентильями), дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными конструкциями и отводами труб. Выполняется тепловая камера обычно из монолитного бетона, или же из железобетона, железобетонных конструкций.

Кроме тепловых камер в теплосети используются павильоны на магистральных тепловых сетях, которые выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или металлоконструкций.

Тепловые камеры на тепловых сетях г. Анапы выполнены в подземном исполнении из железобетонных конструкций и имеют следующие размеры:

высота - 1 м, ширина - 1,5 м, диаметр - 1,5 м, толщина стенки камеры 100 мм.

3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Передача тепловой энергии, теплоносителя - совокупность организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих поддержание тепловых сетей в состоянии, соответствующем установленным техническими регламентами требованиям, прием, преобразование и доставку тепловой энергии, теплоносителя.

Режим теплоснабжения - установленные договором величины отпуска тепловой

энергии (мощности) и параметры (расход; температура; давления) теплоносителя, обеспечивающие нормальную работу систем теплоснабжения. Режим теплоснабжения (температурный график; расход; давление) определяется на этапе проектирования источника тепловой энергии. Однако при изменении проектных условий в системе теплоснабжения - отношения суммарного среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение к суммарному максимальному часовому расходу теплоты на отопление, расчетной температуры наружного воздуха, оборудования тепловых пунктов и т.п. - проектный режим должен быть откорректирован с учетом этих изменений и разработан новый график температур сетевой воды. Температурный график каждого источника теплоснабжения ежегодно утверждается в администрации МО город-курорт Анапа.

Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла. Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе - это зависимость температуры, возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель. Т.е. температура теплоносителя - это функция, аргументом, т.е. независимой переменной которой, является температура наружного воздуха.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии, в зависимости от температуры наружного воздуха, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной, на уровне не менее 18 градусов, а также покрытие тепловой нагрузки горячего водоснабжения с обеспечением температуры ГВС в местах водоразбора не ниже +60 °С, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации (далее - НТД).

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Системы теплоснабжения МО город-курорт Анапа проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Таким образом, изменение количества отпускаемой тепловой энергии в сеть, при различных температурах наружного воздуха, для поддержания нормативных значений температуры внутреннего воздуха у потребителя, происходит при поддержании постоянного расхода сетевой воды за счет изменения температуры теплоносителя в подающем трубопроводе.

Тепловые сети в МО город-курорт Анапа работают по температурным графикам 130/70°С, 115/70°С, 105/65°С и 95/70°С, соответствующим температурным графикам на источниках теплоснабжения, обеспечивающим нормативную температуру внутреннего воздуха на потребителях.

Утвержденные температурные графики для каждого источника тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения МО город-курорт Анапа приведены в п. 2.6 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» (Таблица 2.5).

3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/с м².

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на $+5\%$. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

В любой системе централизованного теплоснабжения регулирование отпуска теплоты, в зависимости от изменяющейся потребности в ней присоединенных систем теплоиспользования, осуществляется, по меньшей мере, как двухступенчатое. Первой ступенью является регулирование отпуска теплоты от теплоисточника в его тепловые сети. Такое регулирование называется центральным; им определяется график изменения температур и расходов воды в подающих трубопроводах тепловой сети.

Вместе с тем, наряду с центральным регулированием необходимо регулирование отпуска теплоты из сетей в различные системы теплоиспользования присоединенных зданий. Такое регулирование называется местным и осуществляется на местных тепловых пунктах зданий.

Регулирование отпуска тепла от источников производится централизованно, непосредственно на теплоисточнике. Отпуск тепла осуществляется по качественно-количественному принципу. Качественное регулирование путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха, осуществляется в диапазоне температур от -15°C до -1°C . Количественное регулирование осуществляется в осенне-весенний период в диапазоне температур наружного воздуха от $+10^{\circ}\text{C}$ до 0°C . Источники производят отпуск тепла по температурным графикам $130/70^{\circ}\text{C}$, $115/70^{\circ}\text{C}$, $105/65^{\circ}\text{C}$ и $95/70^{\circ}\text{C}$.

Температура в подающем трубопроводе задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12-24 ч., который определяет диспетчер в зависимости от длины сетей, климатических условий и других характерных факторов. В то же время, отклонения температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$ от заданной температуры. Среднесуточная температура обратной сетевой воды не должна превышать заданную температурным графиком температуру более чем на 5% .

Для анализа фактических режимов отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах за 2024 год и сопоставлены со значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. Результаты анализа режимов работы системы теплоснабжения за 2024 год свидетельствуют, что фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период сопоставимы с расчетными значениями.

3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

В соответствии с требованиями статьи 15 п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Кроме того, в соответствии с требованиями п. 4.11.1 ПТЭ режим работы теплофикационной установки электростанции или котельной должен

быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети. В частности, отклонения давлений сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками электростанции должны быть не более $\pm 5\%$; отклонения давлений сетевой воды в обратных трубопроводах от заданного режима за головными задвижками электростанции или котельной должны быть не более $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$ ($\pm 20 \text{ кПа}$).

Важнейшей задачей при проектировании и эксплуатации систем теплоснабжения является разработка эффективного гидравлического режима, обеспечивающего надежную работу тепловых сетей.

Под надежной работой подразумевается:

- обеспечение требуемых напоров перед абонентами;
- исключение вскипания теплоносителя в подающей магистрали;
- исключение опорожнения систем отопления в зданиях, а значит последующего завоздушивания при повторном пуске;
- исключение опасных превышений давления у потребителей, вызывающих возможность порыва труб и отопительной арматуры.

Под гидравлическим режимом тепловой сети понимают взаимную связь между давлениями (напорами) и расходами теплоносителя в различных точках сети в данный момент времени.

Изучение гидравлических режимов участков тепловой сети проводят с помощью построения графиков давлений (пьезометрических графиков).

График строится после проведения гидравлического расчета трубопроводов. Он позволяет наглядно ориентироваться в гидравлическом режиме работы тепловых сетей при различном режиме их работы, с учетом влияния рельефа местности, высоты зданий, потерь давления в тепловых сетях. По данному графику можно легко определить давление и располагаемый напор в любой точке сети и абонентской системе, подобрать соответствующее насосное оборудование насосных станций и схему автоматического регулирования гидравлического режима работы ИТП.

При изучении режима давлений используют пьезометрические графики, на которых наносят рельеф местности по разрезам вдоль тепловых трасс, указывают высоту присоединяемых зданий, напор в подающих и обратных линиях теплопроводов. Расчеты для проверки гидравлических режимов работы тепловых сетей проведены с использованием электронной модели, разработанной с использованием геоинформационного комплекса Zulu и программно-расчетного комплекса ZuluThermo версии 2021. Целью гидравлического расчета является определение падения давления в трубопроводах при фактических диаметрах труб и расчетных расходах воды.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики приведены в разделе 3.4 «Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей» обосновывающих материалов (том 2).

3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2021-2025 гг.

Применяются следующие понятия.

«Авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства на срок 36 часов и более.

«Инцидент» это:

- отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей;
- отклонение от гидравлического или теплового режимов;
- нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001 г. № 191.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в «Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с "Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей" (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Нормативное время восстановления тепловой сети

№ п/п	Диаметр, мм	Среднее время восстановления
1	100	12,5
2	125-300	17,5
3	350-500	17,5
4	600-700	19
5	800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате гидравлической опрессовки тепловых сетей, проводимой после окончания отопительного периода, выявляются аварийные участки тепловых сетей и проводятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

По данным журналов учёта отключений, предоставленным организациями, эксплуатирующими тепловые сети, останова котельных с перебоем подачи потребителям тепловой энергии: горячей воды и отопления, инциденты, при которых произошло частичное или полное прекращение подачи тепловой энергии потребителям за пять последних лет, составили 71 инцидент, в том числе по годам:

- 2021 год – 11 инцидентов;
- 2022 год – 9 инцидентов;
- 2023 год – 27 инцидентов;
- 2024 год – 19 инцидентов;
- 2025 год – 7 инцидентов

Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа за 5 последние лет (2021-2025 гг.) приведена в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Количество отказов, шт.				
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	АО «Теплоэнерго»	11	9	27	17	7
2	ООО «Тепловик	0	0	0	0	0

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Количество отказов, шт.				
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
3	АО «Краснодартеплосеть»	0	0	0	0	0
4	АО «Аэропорт Анапа»	0	0	0	0	0
5	ООО «ТТР»*	0	0	0	0	0
6	ФБГУ «ЦЖКУ» Минобороны России	0	0	0	0	0
7	ООО «АнапаТеплоресурс»			0	0	0

* До 01.02.2026 г. котельную ООО «СтройСервис» и тепловые сети эксплуатировало ООО «СтройСервис». Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.).

Основными причинами повреждаемости тепловых сетей являются:

- высокий износ тепловых сетей;
- наружная коррозия вследствие высокого уровня грунтовых вод, отсутствия или повреждения антикоррозийного покрытия, нарушения гидроизоляционных конструкций тепловых сетей.

3.11. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2021-2025 гг.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения с момента обнаружения, идентификации дефекта, подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода, регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Таблица 3.8 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа за 5 последние лет (2021-2025 гг.) приведена в таблице 3.7.

В целом по МО город-курорт Анапа среднее время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам и составляет 6,4 часа.

3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепломагистралей. В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики. За основу описания процедур диагностики состояния

тепловых сетей принят РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

Диагностика состояния тепловой сети начинается с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

Далее производится осмотр трассы трубопровода для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ.

Затем приступают к подготовительным работам, которые выполняют до начала проведения диагностических работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ. По результатам полевого этапа магнитометрического обследования составляется протокол.

После окончания полевого этапа обследования в стационарных условиях осуществляют камеральную обработку данных. Её осуществляют с целью уточнения координат участков тепловой сети, а также оценки опасности дефектов и общего напряженного состояния тепловой сети для ранжирования её участков по классам технического состояния. По результатам обработки данных составляют «Ведомость выявленных аномалий».

По результатам анализа всей собранной информации оформляется «Заключение о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы тепловой сети.

При помощи различных методов диагностики технического состояния тепловой сети можно ответить на вопрос - какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных (текущих) ремонтов.

Существующее разнообразие видов диагностирования тепловых сетей методами неразрушающего контроля позволяет получить полную и точную картину технического состояния трубопроводов.

На предприятии организован ремонт тепловых сетей - капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей составляются перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов.

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети учитывается нормативный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей - 25 лет.

3.12.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями, на территории МО город-курорт Анапа

Гидравлические испытания. Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80 % мест утечек на тепловых сетях. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

Испытания на тепловые потери. Целью испытаний является определение эксплуатационных потерь через тепловую изоляцию водяных тепловых сетей на балансе ТСО. Определение тепловых потерь осуществляется на основании испытаний, проводимых в соответствии с документом «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях» СО 34.09.255-97. Результаты определения тепловых потерь через теплоизоляцию, по данным испытаний, сопоставляются с нормами проектирования, выдается качественная и количественная оценка теплоизоляционных свойств испытываемых

участков, которая используется при нормировании эксплуатационных тепловых потерь для водяных тепловых сетей ТСО.

Испытания на гидравлические потери. Определение фактических гидравлических характеристик трубопроводов тепловых сетей, состояние их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Оценка состояния трубопроводов по результатам испытаний проводится путем сравнения фактического коэффициента гидравлического сопротивления с расчетным значением при эквивалентной шероховатости трубопровода для данных диаметров новых трубопроводов, а также фактической и расчетной пропускной способности отдельного участка или испытанных участков сети в целом.

Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в пять лет. Испытания проводятся в конце отопительного сезона с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику в предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

Испытания на потенциалы блуждающих токов. Испытания представляют собой электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей.

Внутритрубная диагностика (ВТД) – современный превентивный метод диагностирования трубопроводов, выполняется с помощью роботизированного комплекса, который при перемещении внутри трубопровода выполняет:

- 1) съемку внутренней поверхности трубопровода;
- 2) ультразвуковую толщинометрию трубопровода с шагом 1 мм.

В отличие от обязательных методов диагностики предельными параметрами (опрессовки, испытания на максимальную температуру), ВТД является эффективным дополнительным методом, позволяющим выявить дефект ДО его развития в виде повреждения трубопроводов.

Наибольшая целесообразность применения ВТД на ответственных подземных труднодоступных участках трубопроводов с возрастом более 20 лет: под перекрестками, в местах пересечения с автомагистралями и ж/д путями, участки, проложенные в гильзах, в непроходных каналах

Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

Большая протяжённость тепловых сетей, особенности их функционирования и эксплуатации делают актуальным применение высокопроизводительных методов контроля их состояния. Тепловая ИК аэросъёмка – единственный на сегодняшний день метод дистанционной диагностики подземных тепловых сетей. Основная задача при этом не сводится к обнаружению только аварийных участков. Как правило, в случае разрыва теплотрассы такие места достаточно быстро обнаруживаются системами параметрического контроля, локализуются и устраняются. Более опасными являются утечки, которые можно условно назвать постоянными. Даже при нормальном функционировании тепловых сетей существуют утечки, величина которых не превышает технически допустимых пределов. Такие утечки не регистрируются системами параметрического контроля, поэтому они не устраняются в течение длительного времени. Долго живущие утечки размывают контактирующие с теплопроводом грунты (техногенная суффозия) с образованием провальных воронок, наполненных горячей водой, куда зачастую проваливается техника и

даже гибнут люди. Кроме того, повышение уровня грунтовых вод под воздействием постоянных утечек приводит к подтоплению и заболачиванию территорий, к развитию и активизации суффозионных, карстовых и оползневых процессов, что негативно отражается на состоянии зданий и сооружений.

Результатом дешифрирования и интерпретации теплового поля являются схемы расположения тепловых сетей и камер с дистанционной оценкой их состояния.

Материалы тепловой аэросъемки в ИК-диапазоне позволяют актуализировать векторные схемы расположения теплосетей, выполнить дистанционную диагностику тепловых сетей с выделением аварийно-опасных участков, создать тепловую карту муниципального образования.

Пример аварийно-опасного участка приведен на рисунке ниже.

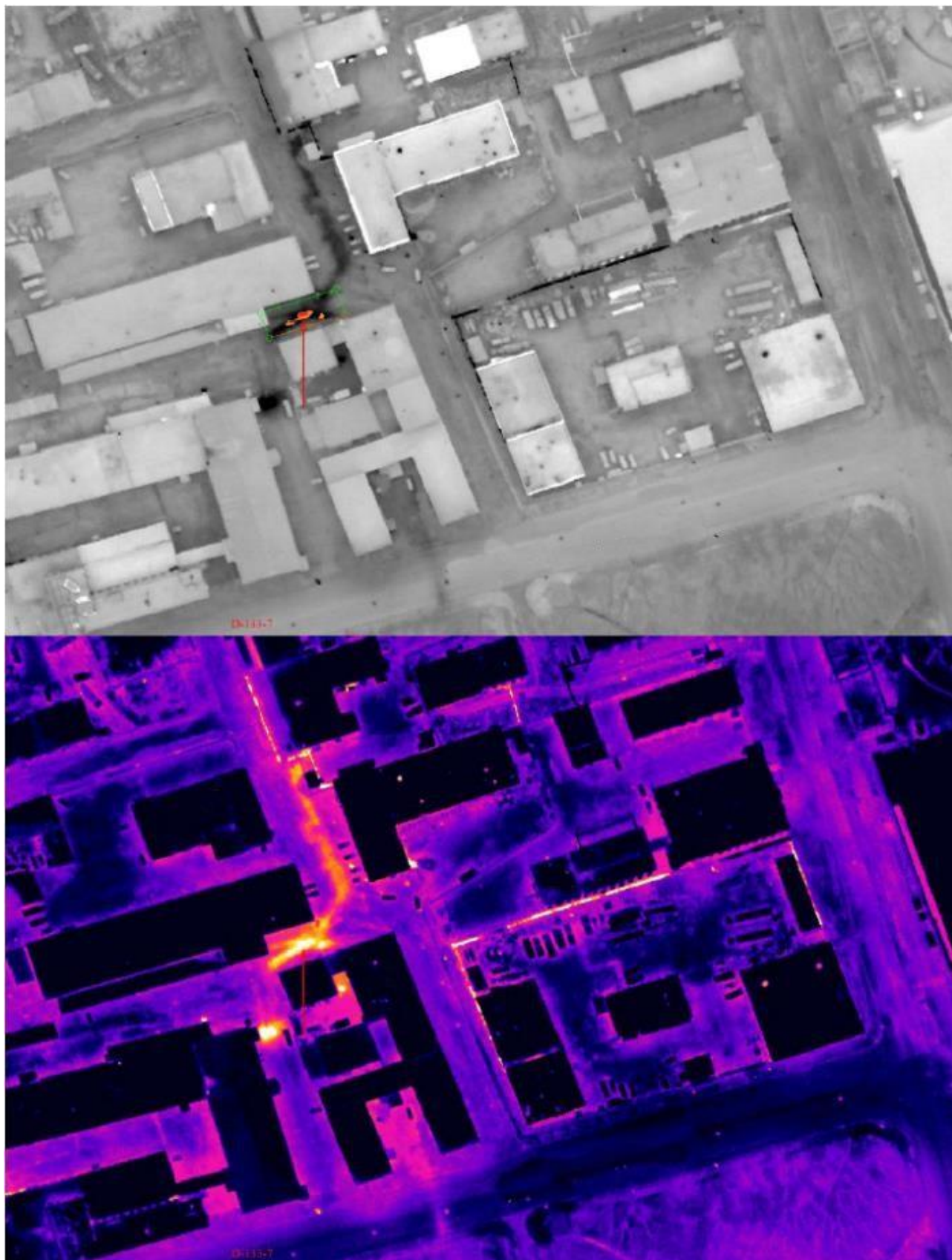


Рисунок 3.16 – Пример аварийно-опасного участка

Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями МО город-курорт Анапа

В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование

различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый, и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но при условиях применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики и пока трудно говорить о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования переключков на основе данных мониторинга состояния прокладок тепловых сетей представлена на рисунке ниже.

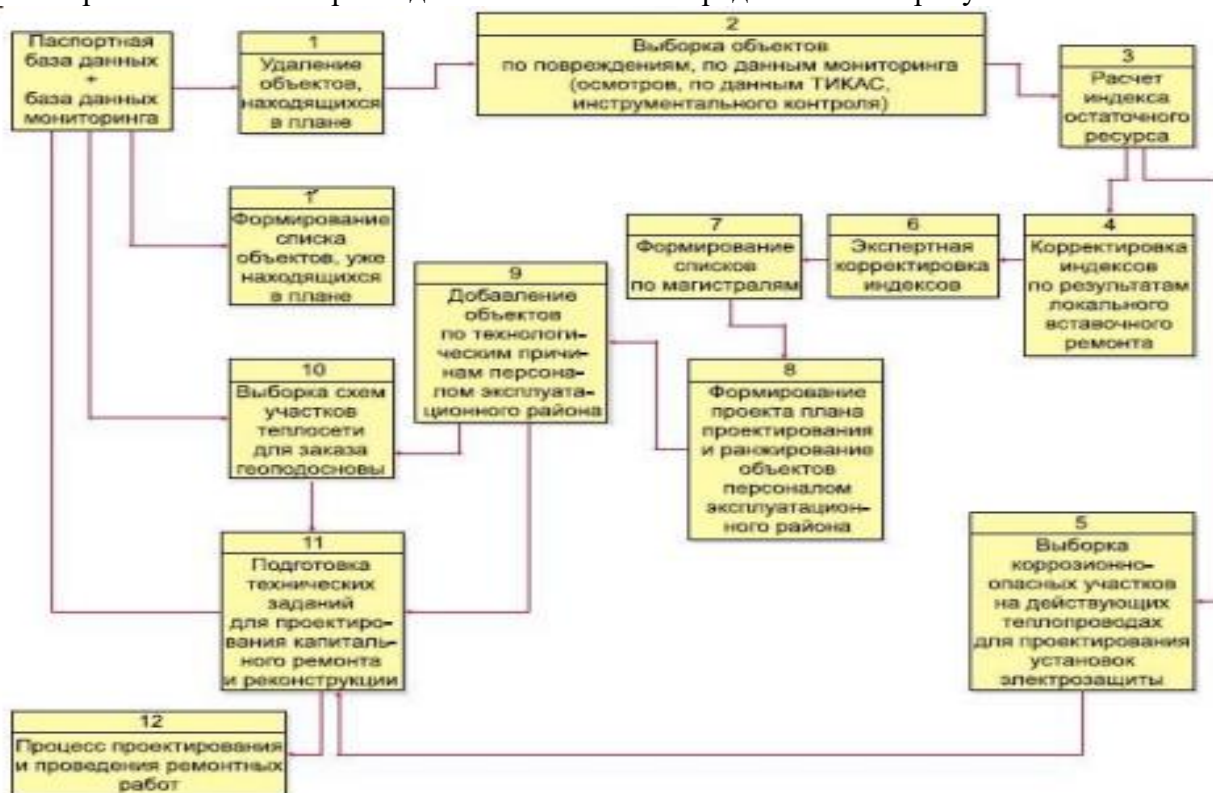


Рисунок 3.17 – Схема формирования плана проектирования и переключков

Для поддержания надежного теплоснабжения МО город-курорт Анапа и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта.

Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

3.13. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

1. Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться испытаниям:
 - гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
 - испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
 - испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
 - испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
 - испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Испытания на тепловые и гидравлические потери

Испытания на тепловые и гидравлические потери производятся на характерных магистральных участках тепловых сетей эксплуатирующих организаций. Все виды испытаний проводятся раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях проводятся один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов.

График испытаний устанавливается техническим руководителем отдела эксплуатации тепловых сетей.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Полученные результаты при испытаниях водяных тепловых сетей на тепловые потери данные позволяют произвести расчет фактических потерь тепловой энергии на испытанных участках трубопроводов тепловых сетей.

Гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей.

Магистралы испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается техническим руководителем, но должна быть не менее 10 мин. с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин. под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного значения.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Таблица 3.9 – График испытаний на прочность и плотность тепловых сетей

Тип испытаний	Участки тепловых сетей	Срок проведения
На прочность и плотность	Зоны эксплуатационной ответственности ТСО	Ежегодно, май-август

Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя установлена Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утверждёнными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» и вступающими в силу с 01.09.2025 Правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утверждёнными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14.05.2025 № 511 «Об утверждении правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок» один раз в пять лет.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС (отдел эксплуатации тепловых сетей) организует техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный (или близкий к полному) ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает технический руководитель.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепловой энергии.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей соответствуют Нормативно-технической документации.

3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складывается из технически обоснованных значений нормативных энергетических характеристик по следующим показателям работы оборудования тепловых сетей и систем теплоснабжения:

- потери и затраты теплоносителя;
- потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, а также с потерями и затратами теплоносителей;
- расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей и нормативы технологических потерь, при передаче тепловой энергии, применяются при проведении объективного анализа работы теплосетевого оборудования, в том числе при выполнении энергетических обследований тепловых сетей и систем теплоснабжения, планировании и определении тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию и платы за услуги по ее передаче, а также обосновании в договорах теплоснабжения (на пользование тепловой энергией), на оказание услуг по передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, показателей качества тепловой энергии и режимов теплоснабжения, при коммерческом учете тепловой энергии.

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией, утвержденной Приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 г.

Расчет реальных тепловых потерь в тепловых сетях от источника теплоснабжения производится в соответствии с приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105 "Об утверждении методики определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения".

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на экономически обоснованном уровне. Расчёт и нормирование потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер. С выходом Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», полномочия по утверждению нормативов потерь в тепловых сетях, расположенных в населенных пунктах с численностью менее 500 тыс. человек, переданы местным органам исполнительной власти.

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энергии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией, утвержденной Приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 г.

В объемы нормативных потерь не включаются объемы потерь в системах теплоснабжения и объемы потерь со сверхнормативными утечками. Разница между фактическим годовым объемом потерь и ее нормируемой величиной относится на выпадающие доходы теплоснабжающих организаций. Предоставленные теплоснабжающими

организациями нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии, приведены в таблице ниже.

Таблица 3.10 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии на 2025 год

№ п/п	Наименование организации	Нормативные потери тепловой энергии, Гкал
1	АО «Теплоэнерго»	24750,70
2	ООО «Тепловик»	18418,6
3	АО «Краснодартеплосеть»	9986,96
4	АО «Аэропорт Анапа»	689,7
5	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	289,97
6	ООО «ТТР»	0,00
7	ООО «АнапаТеплоресурс»	н/д
Всего МО город-курорт Анапа:		54135,93

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, утверждаются приказом Департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», на основании экспертных заключений, по результатам проведенных контрольно-аналитических мероприятий и решения Департамента.

3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние три года

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;
- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

В таблице ниже представлены значения фактических потерь тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.

Таблица 3.11 – Фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Фактические потери тепловой энергии, Гкал	
			2024	2025
1	Котельная № 1	г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	4096,41	3339,31
2	Котельная № 2	г. Анапа, ул. Терская, д. 91	9211,70	10013,40
3	Котельная № 3	г. Анапа, ул. Владимирская, д. 101 Г	12407,13	8866,94
4	Котельная № 4	г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	99,13	99,75
5	Котельная № 6	г. Анапа, ул. Терская, д. 175	223,85	388,51
6	Котельная № 7	г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	0,00	0,00
7	Котельная № 8	г. Анапа, ул. Черноморская, д. 26 В	272,04	258,18
8	Котельная № 9	хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	86,04	86,81
9	Котельная № 10	ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	115,52	119,63
10	Котельная № 11	пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2	27,69	27,66
11	Котельная № 13	г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	61,90	50,64
12	Котельная № 14	пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	211,03	219,49
13	Котельная № 15	пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	88,57	77,34
14	Котельная № 16	пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	0,00	0,00
15	Котельная № 17	хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	45,29	42,47
16	Котельная № 20	с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	0,00	0,00
17	Котельная № 21	с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	0,00	0,00
18	Котельная № 22	пос. Сукко, ул. Желаная, д. 10	178,95	194,59
19	Котельная № 23	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	822,01	966,00
20	Котельная № 1 ООО «Тепловик»	г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, д. 87	19841,20	5183,23
21	Котельная № 2 ООО «Тепловик»	г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б		9570,58
22	Котельная № 3 ООО «Тепловик»	г. Анапа, ул. Калинина, д. 4		4252,19
23	Котельная №1 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	0,00	0,00
24	Котельная №2 ООО «АнапаТеплоресурс»	г. Анапа, ул. Мирная, 29, корп. 5, стр. 1	0,00	0,00
25	Котельная № 23 АО «Краснодартеплосеть»	г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	4086,59	4086,59
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	г. Анапа, территория Аэропорт	774,60	689,70

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Фактические потери тепловой энергии, Гкал	
			2024	2025
27	Котельная ООО "СтройСервис"	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)	219,44	0,00
28	Котельная № 80 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	289,97	289,97
ИТОГО МО город-курорт Анапа:			53159,05	48822,96

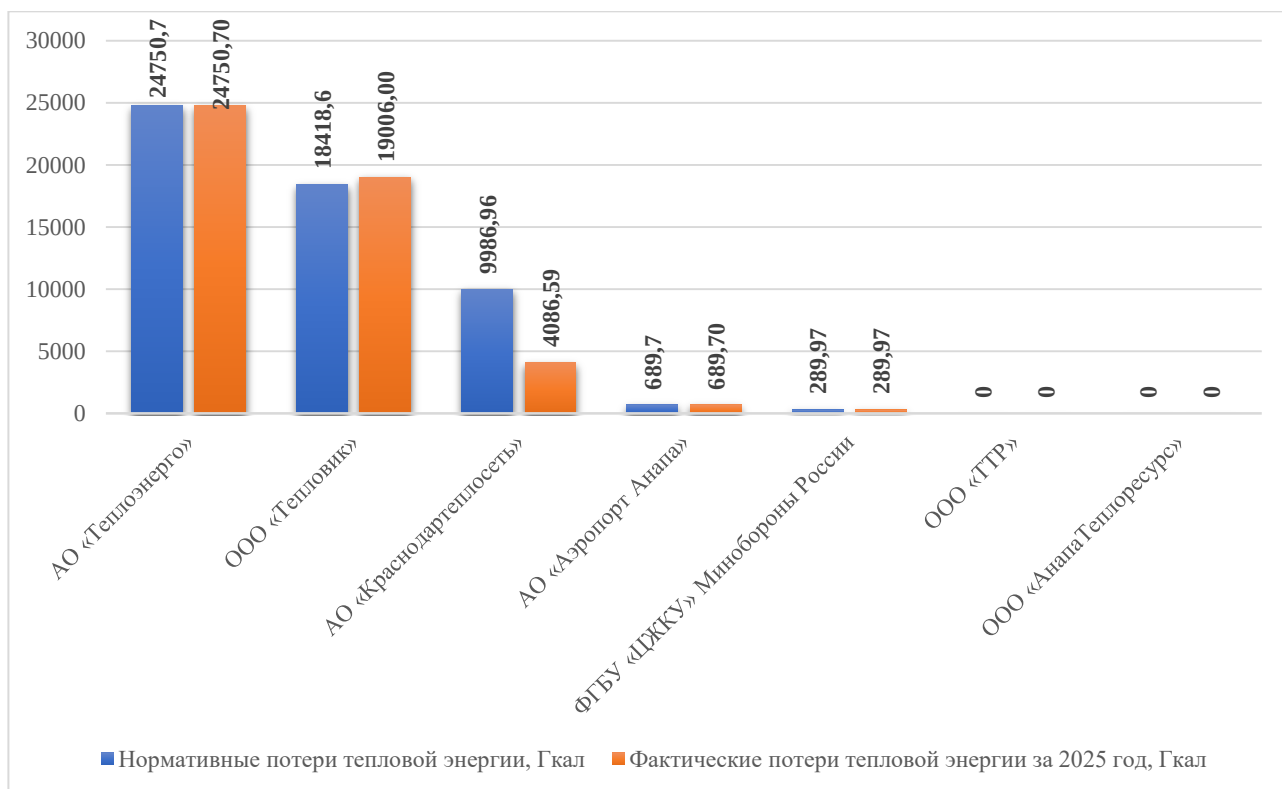


Рисунок 3.18 – Сравнение нормативных потерь тепловой энергии в сетях с фактическими, Гкал/год

По фактическим данным за 2025 год значения фактических потерь в сетях организаций, осуществляющих их эксплуатацию, не превышают нормативных значений, кроме ООО «Тепловик».

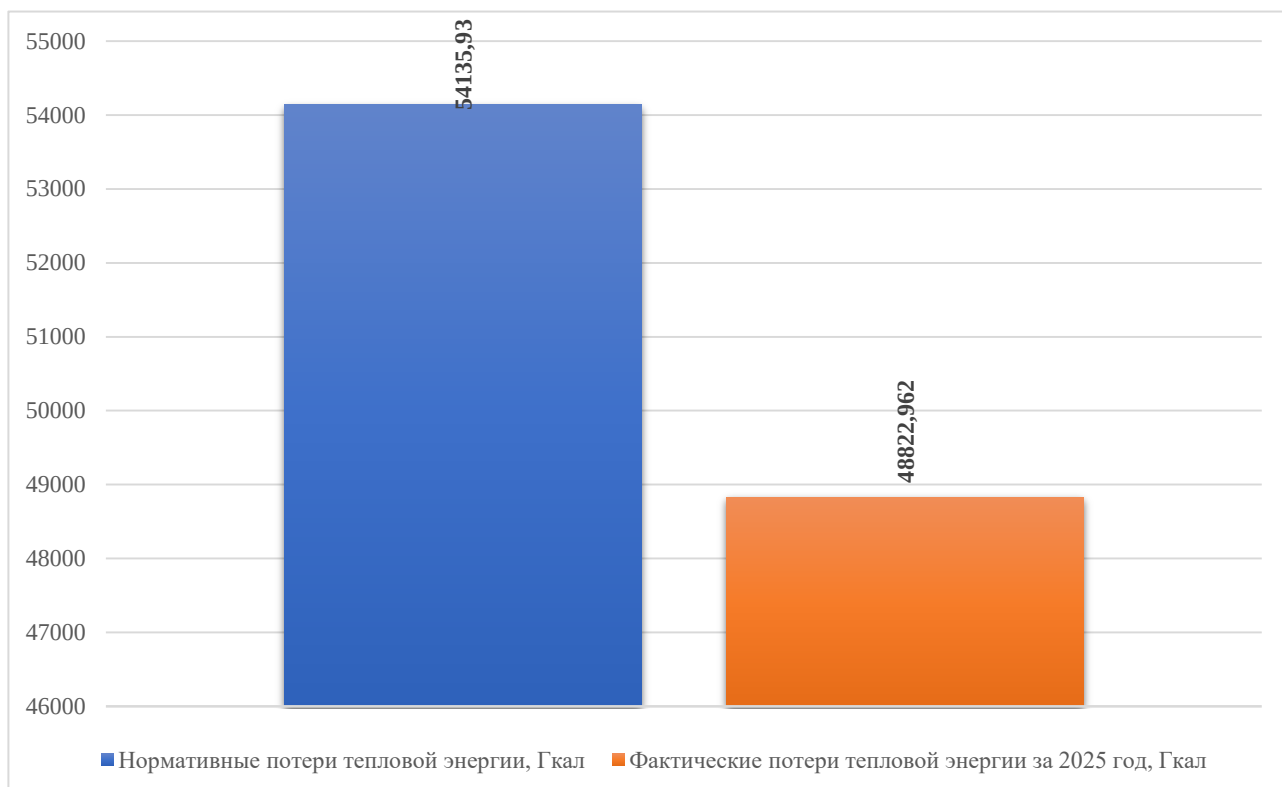


Рисунок 3.19 – Сравнение общих нормативных тепловых потерь с фактическими

Значения общих фактических потерь тепловой энергии ниже значений общих нормативных потерь.

3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

По состоянию на 1 января 2026 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций МО город-курорт Анапа не выдавались.

3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Наиболее распространенной схемой присоединения абонентов к тепловым сетям в МО город-курорт Анапа является схема с зависимым (непосредственным) присоединением теплопотребляющих установок систем отопления без применения каких-либо регуляторов расхода и температуры. Основными преимуществами данных схем является их дешевизна и простота эксплуатации.

В МО город-курорт Анапа системы теплоснабжения закрытые, кроме систем, присоединенных к индивидуальным источникам тепла объектов социально-бюджетной сферы, расположенных по адресу: станция Гостагаевская, пер. Огородный и ул. Астахова, (где часть нагрузки горячего водоснабжения осуществляется водоразбором непосредственно из трубопроводов тепловых сетей: котельная по пер. Огородный - 75 % - 86 %, котельная по ул. Астахова - 12 % - 25 %). Соответственно и теплопотребляющие установки потребителей присоединены к тепловым сетям по независимым системам теплоснабжения и только часть потребителей 2 котельных № 1 по адресу: ст-ца Гостагаевская, пер. Огородный (75 % - 86 %) и № 2 по адресу: ст-ца Гостагаевская, ул. Астахова (12 % - 25 %) присоединены к тепловым сетям по зависимым системам теплоснабжения.

Часть потребителей, получающих тепловую энергию от этих двух котельных, имеют, как правило, зависимое (непосредственное) присоединение системы отопления с водоструйным элеватором. Однако большинство элеваторов не выполняют в полной мере свои функции. Некоторые элеваторы выведены из эксплуатации. Имеет место значительные перетопы, особенно в весенне - осенние периоды эксплуатации. Температура горячей воды также выше нормативной.

В МО город-курорт Анапа разработаны технологии реконструкции зависимых систем в независимые, и они постепенно внедряются, несмотря на значительные капиталовложения. Например, на многоквартирных жилых домах по адресу: ст-ца Гостагаевская, ул. Астахова, д. 27, 29, 31, 41, 43, ул. Красная Заря, д. 5 и ул. Пионерская, д. 35 установлены автоматизированные индивидуальные тепловые пункты с приборами учета тепловой энергии, горячей и холодной воды.

3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя организуется в целях:

- осуществления расчетов между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребляющих установок;
- контроля за рациональным использованием тепловой энергии, теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя - массы (объема), температуры и давления.

Коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя, осуществляется с помощью приборов учета, которые устанавливаются в точке учета, расположенной на границе балансовой принадлежности, если договором теплоснабжения, договором поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя или договором оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя не определена иная точка учета.

Как правило, приборы учета тепловой энергии установлены на выводах от источника, а также непосредственно у потребителей.

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, представлены в таблице ниже. Утвержденные планы по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя отсутствуют.

Таблица 3.12 – Сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии

№ п/п	Наименование организации	Оснащено приборами учета			
		источники		потребители	
		Компл.	%	Компл.	%
1	АО «Теплоэнерго»	19	100,0	332	56,9
2	ООО «Тепловик»	3	100,0	267	98,9
3	АО «Краснодартеплосеть»	1	100,0	51	96,0
4	АО «Аэропорт Анапа»	1	100,0		100,0
5	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	1	100,0		100,0
6	ООО «ТТР»	1	100,0		100,0
7	ООО «АнапаТеплоресурс»	2	100,0		100,0

3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Автоматизированное управление параметрами работы тепловых сетей и котельных не осуществляется из-за низкой обеспеченности оборудования систем теплоснабжения устройствами автоматики и телемеханики. Диспетчерская служба представляет собой дежурного диспетчера, осуществляющего по средствам телефонной связи сбор информации об авариях на тепловых сетях.

3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Качественное теплоснабжение потребителей обеспечивается при обязательном соблюдении теплового и гидравлического режимов отпуска тепловой энергии. В соответствии с расчетными проектными требованиями отпуск тепла потребителям осуществляется путем изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха (качественное регулирование) по установленному температурному графику. Таким образом, температурный график теплоисточника - это кривая, которая определяет, какая должна быть температура теплоносителя при фактической температуре наружного воздуха.

Качество функционирования водяных систем центрального отопления, кроме их конструкции и качества монтажа, во многом зависит от применяемого метода регулирования теплоотдачи нагревательных приборов этих систем.

В зависимости от места осуществления регулирования применяется несколько способов: в ИТП - местное, регулирование отопления группы отапливаемых зданий в ЦТП - групповое, в источнике теплоснабжения (котельная) - центральное.

Различные факторы, по-разному влияющие на тепловую потребность отапливаемых зданий и отдельных помещений (бытовые и промышленные тепловыделения, различная тепловая инерционность зданий, инсоляция, инфильтрация), не могут быть учтены при центральном регулировании отпуска тепловой энергии. Поэтому для обеспечения отопления высокого качества целесообразно сочетание всех видов регулирования - комбинированное регулирование отопления.

Однако основным видом регулирования в настоящее время является центральное регулирование отпуска тепловой энергии по преобладающему виду тепловой нагрузки - отоплению, поскольку позволяет обходиться минимальным количеством простых автоматических регуляторов, применяемых преимущественно для поддержания на нормативном уровне температуры воды в системах горячего водоснабжения.

Низкий уровень автоматизации ЦТП не позволяет связать их в единую систему по регулированию отпуска тепла потребителям.

Всего в городе 28 ЦТП, находящиеся на обслуживании АО «Теплоэнерго».

3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно п. 6 ст. 15 «Закона о теплоснабжении» в случае выявления бесхозных тепловых сетей орган местного самоуправления муниципального образования в течение 60 дней с даты их выявления обязан обеспечить проведение проверки соответствия бесхозного объекта теплоснабжения требованиям промышленной безопасности, экологической безопасности, пожарной безопасности; требованиям безопасности в сфере теплоснабжения; требованиям к обеспечению безопасности в сфере электроэнергетики (далее в настоящей статье - требования безопасности), проверки наличия документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, обратиться в орган, осуществляющий государственную регистрацию права на недвижимое имущество, для принятия на учет бесхозного объекта теплоснабжения, а также обеспечить выполнение кадастровых работ в отношении такого объекта теплоснабжения. Датой выявления бесхозного объекта теплоснабжения считается дата составления акта выявления бесхозного объекта теплоснабжения по форме, утвержденной органом местного самоуправления поселения, муниципального образования.

До даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения орган местного самоуправления муниципального образования организует содержание и обслуживание такого объекта теплоснабжения.

При несоответствии бесхозного объекта теплоснабжения требованиям безопасности и (или) при отсутствии документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, орган местного самоуправления муниципального образования организует приведение бесхозного объекта теплоснабжения в соответствие с требованиями безопасности и (или) подготовку и утверждение документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, в том числе с привлечением на возмездной основе третьих лиц.

До определения организации, которая будет осуществлять содержание и обслуживание бесхозного объекта теплоснабжения, орган местного самоуправления муниципального образования уведомляет орган государственного энергетического надзора о выявлении такого объекта теплоснабжения и направляет в орган государственного энергетического надзора заявление о выдаче разрешения на допуск в эксплуатацию бесхозного объекта теплоснабжения.

В течение 30 дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями

безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения, орган местного самоуправления муниципального образования обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее - организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.

С даты выявления бесхозного объекта теплоснабжения и до определения организации по содержанию и обслуживанию орган местного самоуправления муниципального образования отвечает за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения. После определения организации по содержанию и обслуживанию за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения отвечает такая организация. Датой определения организации по содержанию и обслуживанию считается дата вступления в силу решения об определении организации по содержанию и обслуживанию, принятого органом местного самоуправления поселения, муниципального образования

Принятие на учет бесхозных недвижимых вещей производится в порядке, определённом «Порядком принятия на учет бесхозных недвижимых вещей», утверждённым приказом Федеральной служба государственной регистрации, кадастра и картографии от 15.03.2023 № П/0086 «Об установлении порядка принятия на учет бесхозных недвижимых вещей»

Принятие на учет бесхозных недвижимых вещей осуществляют федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере осуществления государственного кадастрового учета недвижимого имущества и государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним, его территориальные органы, органы исполнительной власти Республики Крым и города федерального значения Севастополя при передаче им полномочий органа регистрации прав постановлениями Правительства Российской Федерации в соответствии с частью 8 статьи 72 Федерального закона N 218-ФЗ.

Принятие на учет бесхозных объектов недвижимого имущества осуществляется в следующем порядке:

- прием заявления о постановке на учет бесхозного объекта недвижимого имущества, о принятии объекта недвижимого имущества вновь во владение, пользование и распоряжение (далее - заявление) (рекомендуемый образец приведен в приложении N 1 к настоящему Порядку) и документов, предусмотренных в пункте 10 настоящего Порядка;
- проверка документов на соответствие требованиям, предъявляемым Федеральным законом N 218-ФЗ к документам, поступающим в орган регистрации прав;
- внесение записей в ЕГРН о принятии на учет бесхозных объектов недвижимого имущества.

Принятие на учет объекта недвижимого имущества осуществляется на основании заявления, представленного органами местного самоуправления, уполномоченными в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации исполнительными органами городов федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга и Севастополя (далее соответственно - уполномоченные органы, заявители) в отношении недвижимых вещей, находящихся на территориях этих городов и муниципальных образований, либо лицами,

обязанными в соответствии с законом осуществлять эксплуатацию линейных объектов (далее соответственно - лица, обязанные эксплуатировать линейные объекты, заявители), в отношении бесхозных линейных объектов, эксплуатацию которых они обязаны осуществлять в случаях, предусмотренных пунктом 5 статьи 225 Гражданского кодекса Российской Федерации.

Уполномоченные органы обращаются с заявлением в порядке межведомственного информационного взаимодействия в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2010 г. N 697 "О единой системе межведомственного электронного взаимодействия".

Лица, обязанные эксплуатировать линейные объекты, обращаются с заявлением:

- посредством личного обращения в многофункциональный центр предоставления государственных и муниципальных услуг;

- посредством использования информационно-телекоммуникационных сетей общего пользования, в том числе сети "Интернет", федеральной государственной информационной системы "Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)" (далее - Единый портал), официального сайта органа регистрации прав в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальный сайт) или иных информационных технологий взаимодействия с органом регистрации прав.

Обязательным приложением к заявлению являются следующие документы:

- а) в случае если объект недвижимого имущества не имеет собственника или его собственник неизвестен:

- документ, подтверждающий, что данный объект недвижимого имущества не учтен в реестрах федерального имущества, государственного имущества субъекта Российской Федерации и муниципального имущества, выданный органами учета государственного и муниципального имущества (лицами, обязанными эксплуатировать линейные объекты, указанные документы могут быть представлены по собственной инициативе);

- документ, подтверждающий, что право собственности на данный объект недвижимого имущества не было зарегистрировано соответствующими государственными органами (организациями), осуществлявшими регистрацию прав на недвижимое имущество до введения в действие Федерального закона "О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним" и до начала деятельности учреждения юстиции по государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним на территории соответствующего субъекта Российской Федерации (в случае если заявление представляется в соответствии с пунктом 30 Правил предоставления документов, направляемых или предоставляемых в соответствии с частями 1, 3 - 10, 12 - 13.3, 15, 15.1, 15.2 статьи 32 Федерального закона "О государственной регистрации недвижимости" в федеральный орган исполнительной власти (его территориальные органы), уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление государственного кадастрового учета, государственной регистрации прав, ведение Единого государственного реестра недвижимости, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. N 1532);

- б) в случае если собственник (собственники) отказался от права собственности на объект недвижимого имущества:

- заявление собственника (всех участников общей собственности, если объект недвижимого имущества находится в общей собственности) или уполномоченного им (ими) на то лица (при наличии у него нотариально удостоверенной доверенности) об отказе от права собственности на объект недвижимого имущества;

- копии правоустанавливающих документов, подтверждающие наличие права собственности у лица (лиц), отказавшегося (отказавшихся) от права собственности на объект недвижимого имущества, если право на данный объект недвижимости не зарегистрировано в ЕГРН.

При нахождении объекта недвижимого имущества на территории более одного муниципального образования заявление подается любым органом местного самоуправления с указанием в этом случае наименования другого муниципального образования, на территории которого также находится объект недвижимого имущества, либо лицами, обязанными в соответствии с законом осуществлять эксплуатацию линейных объектов.

Решение о принятии на учет объекта недвижимого имущества в качестве бесхозяйного принимается не позднее пятнадцати рабочих дней со дня приема заявления и необходимых документов органом регистрации прав.

Принятие на учет объекта недвижимого имущества в качестве бесхозяйного осуществляется путем внесения соответствующих сведений в ЕГРН в соответствии с порядком ведения Единого государственного реестра недвижимости, утвержденным в соответствии с частью 7 статьи 7 Федерального закона N 218-ФЗ.

Перечень бесхозяйных участков тепловых сетей приведен в таблице ниже.

Таблица 3.13 - Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей на территории МО город-курорт Анапа

№ п/п	Наименование, характеристика объекта (площадь, протяженность)	Адрес местонахождения объекта	Дата внесения в Реестр	Основание внесения в Реестр	наименование обслуживающей организации, основание передачи на обслуживание	Дата постановки объекта на кадастровый учет	Дата постановки бесхозного объекта на учет в органе Росреестра	Дата направления в правовое управление для обращения в суд
1	Тепловые сети, 23:37:0102032:3965, протяженностью 112 м	ул. Промышленная, 9 (от ТК- 44А до ж.д.)	в работе		АО "Теплоэнерго	25.05.2023	30.05.2023	
2	Тепловые сети, 23:37:0302001:4761, протяженностью 1 м	п. Виноградный, ул. Ореховая, 16 (от ТК-8 до ж.д.)	03.03.2021		АО "Теплоэнерго"	16.09.2021	05.10.2021	06.10.2022 № 27-05-7302/22
3	тепловая сеть, протяженностью 84 м, диаметром 80 мм, 23:37:0000000:3601	между земельными участками по адресу: г-к Анапа, ул. Терская, д. 122 и ул. Терская, д. 124, пересекает участок по адресу: г-к Анапа, ул. Крымская, д. 119 (границы тепловой сети от ул. Терская до ул. Крымская, д. 146, д. 150).	09.08.2022	заявление АО "Теплоэнерго"	акт приема-передачи АО "Теплоэнерго" от 13.06.23	24.12.2022	16.01.2022	

3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Согласно требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (СО 153-34.20.501-2003) для тепловых сетей должны составляться показатели функционирования - энергетические характеристики (режимные и энергетические).

К режимным энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся такие показатели, как:

- среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе, отнесенный к единице расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей (удельный расход сетевой воды);
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе (при заданной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе).

К энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся следующие показатели:

- тепловые потери (тепловая энергетическая характеристика);
- удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии (гидравлическая энергетическая характеристика);
- потери (затраты) сетевой воды.

Энергетические характеристики должны разрабатываться для каждой системы транспорта и распределения тепловой энергии с суммарной присоединенной расчетной тепловой нагрузкой 10 Гкал/ч и более на основании «Методических указаний по составлению энергетических характеристик для систем транспорта по показателям...» (СО 153-34.20.523-2003 части 1 - 4).

Энергетические характеристики тепловых сетей предназначены для анализа состояния оборудования тепловых сетей и режимов работы систем теплоснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, проводимых организациями, эксплуатирующими тепловые сети, в целях повышения уровня эксплуатации систем теплоснабжения.

Энергетические характеристики позволяют определить нормируемые показатели работы системы теплоснабжения за прошедший отчетный период.

Нормируемое значение каждого из показателей определяется на основании режимов работы системы теплоснабжения, соответствующих принятому графику центрального регулирования отпуска тепловой энергии в ней (графику температур сетевой воды в подающем трубопроводе) и расчетным значениям давлений сетевой воды в трубопроводах на выводах источников тепловой энергии.

Нормируемые значения показателей режима системы теплоснабжения определяются при фактических значениях температуры наружного воздуха с учетом фактических значений температуры сетевой воды в подающем трубопроводе, имевших место на протяжении прошедшего отчетного периода.

Фактические значения показателей режима системы теплоснабжения определяются на основании показаний контрольно-измерительных приборов источника тепловой энергии и насосных станций за прошедший отчетный период, с помощью которых находятся температура и расход сетевой воды на источнике тепловой энергии и расход электроэнергии на насосных станциях.

Технический уровень эксплуатации систем теплоснабжения и оборудования тепловой сети определяется сопоставлением соответствующих фактических показателей их работы с нормативными за отчетный период.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, периодически не реже одного раза в год должна проводить сопоставление нормативных энергетических характеристик, выявлять резервы тепловой и электрической энергии и сетевой воды, разрабатывать мероприятия по повышению эффективности работы тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, на основе экономической эффективности разработанных мероприятий и сроков их выполнения для каждого

последующего года, в течение пяти лет после разработки (пересмотра) энергетических характеристик устанавливает задание по степени использования резерва по показателям, для которых выявлены несоответствия нормативных и фактических значений.

Энергетические характеристики тепловых сетей в МО город-курорт Анапа не разрабатывались.

4. Зоны действия источников тепловой энергии

4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за базовый период

На территории муниципального образования город-курорт Анапа в схеме централизованного теплоснабжения произошли следующие изменения:

1. котельная № 11 и тепловые сети от неё (АО «Теплоэнерго») выведены из эксплуатации;

2. котельная № 23 (ул. Тургенева, 244) и тепловые сети от неё администрацией муниципального образования город-курорт Анапа переданы в эксплуатацию АО «Теплоэнерго» по договору аренды;

3. застройщик ООО «Бэст Торг» котельные №№ 1 и 2 (ул. Мирная) и тепловые сети от них по договору аренды передал в эксплуатацию ООО «АнапаТеплоресурс»;

4. котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.).

4.2. Зоны действия источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение МО город-курорт Анапа обеспечивается от 27 котельных.

Индивидуальные и ведомственные источники теплоснабжения в данной работе не рассмотрены, так как данные источники не участвуют в централизованной системе теплоснабжения. Теплоснабжение потребителей, использующих на цели теплоснабжения индивидуальные источники, от источников централизованной системы в перспективе является нецелесообразным ввиду их достаточной удаленности от централизованной системы теплоснабжения.

В таблице 4.1 и на рисунках 4.1 – 4.15 приведены зоны действия источников тепловой энергии.

Таблица 4.1 – Зоны действия централизованных источников тепловой энергии МО город-курорт Анапа

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Адрес
1	1) Котельная № 1 2) Котельная № 2 3) Котельная № 3 4) Котельная № 6 5) Котельная № 8	1	г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А
4	Котельная № 4		г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6
6	Котельная № 7		г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1
8	Котельная № 9		хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14
9	Котельная № 10		ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б
10	Котельная № 11		пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2
12	Котельная № 13		г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90
13	Котельная № 14		пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В
14	Котельная № 15		пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16
15	Котельная № 16		пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	№ зоны деятельности	Адрес
16	Котельная № 17		хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6
17	Котельная № 20		с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20
18	Котельная № 21		с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50
19	Котельная № 22		пос. Сукко, ул. Желанная, д. 10
25	Котельная № 23		г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244
20	Котельная № 1	2	г. Анапа, с. Витязево, ул. Горького, д. 87
21	Котельная № 2		г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б
22	Котельная № 3		г. Анапа, ул. Калинина, д. 4
28	Котельная № 1 ООО «АнапаТеплоресурс»	7	ул. Мирная
29	Котельная № 2 ООО «АнапаТеплоресурс»		ул. Мирная
23	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	3	г. Анапа, Супсехское ш., д. 48
24	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	4	г. Анапа, территория Аэропорт
26	Котельная ООО «СтройСервис»	9	с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)
27	Котельная № 80 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)	8	г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244

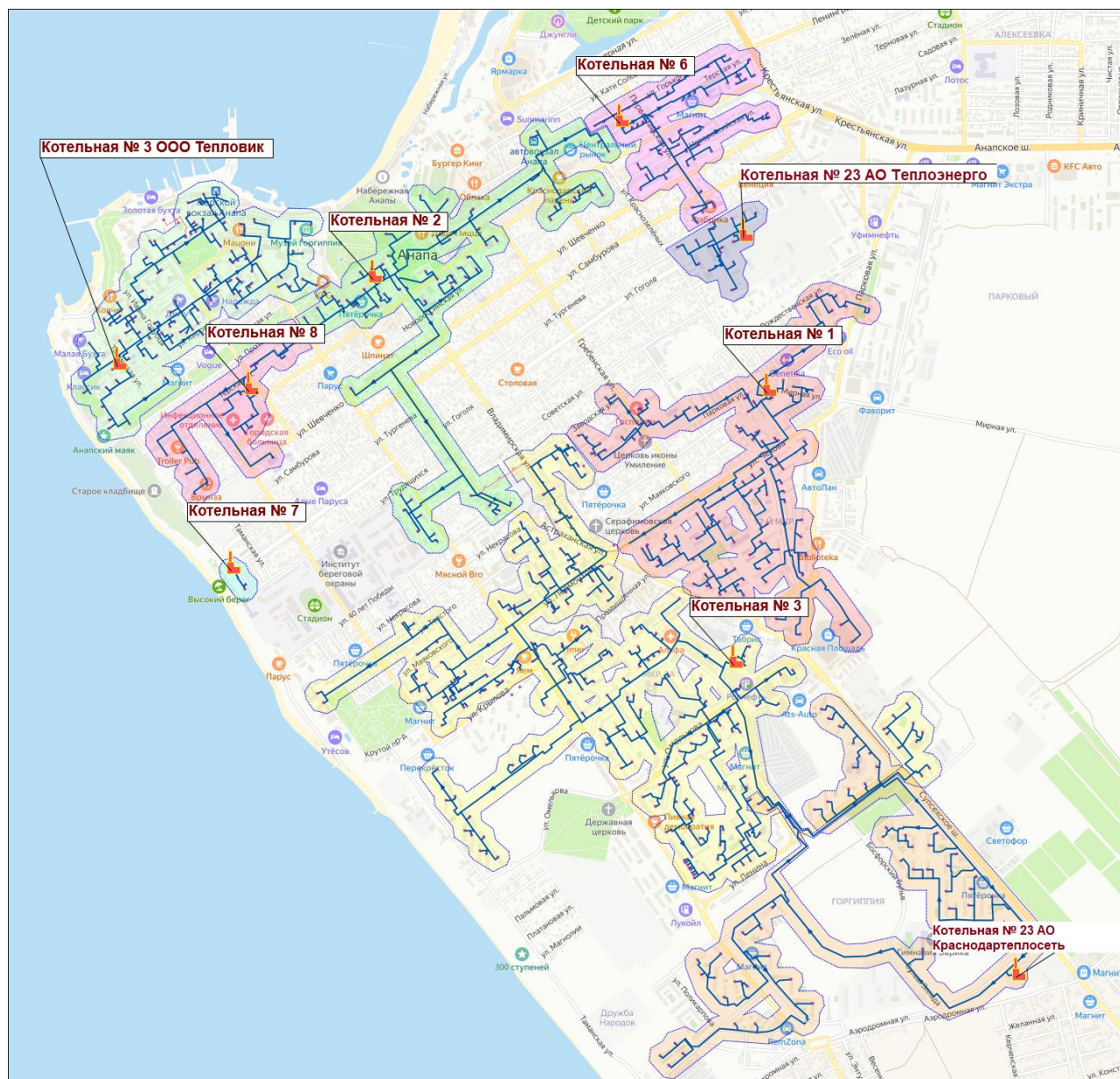


Рисунок 4.1 – Зоны эксплуатационной ответственности котельных №№ 1, 2, 3, 6, 7, 8, 23 АО «Теплоэнерго», котельной № 3 ООО «Тепловик», котельной № 23 АО «Краснодартеплосеть»

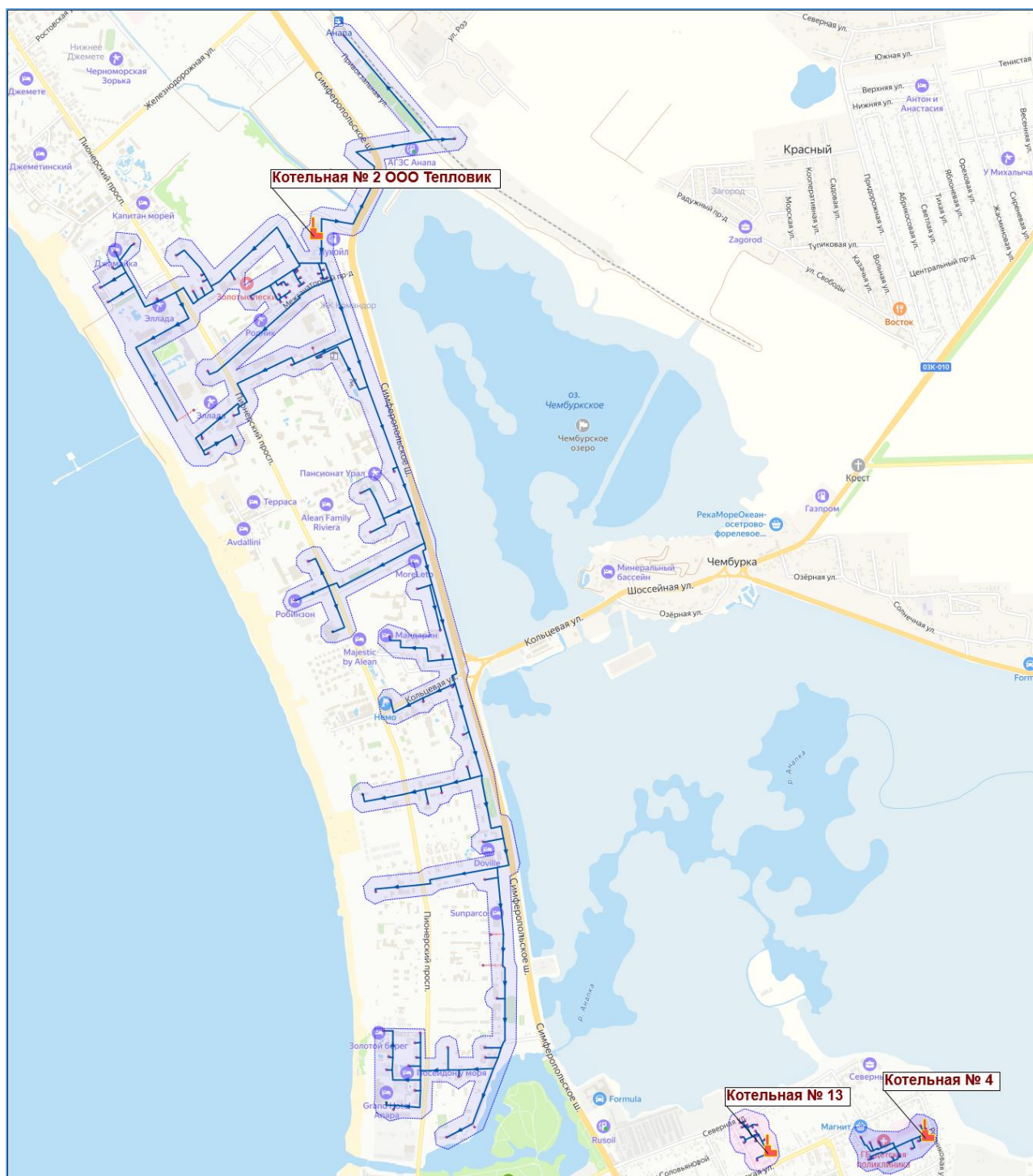


Рисунок 4.2 – Зоны эксплуатационной ответственности котельных № 4 и № 13 АО «Теплоэнерго» и котельной № 2 ООО «Тепловик»

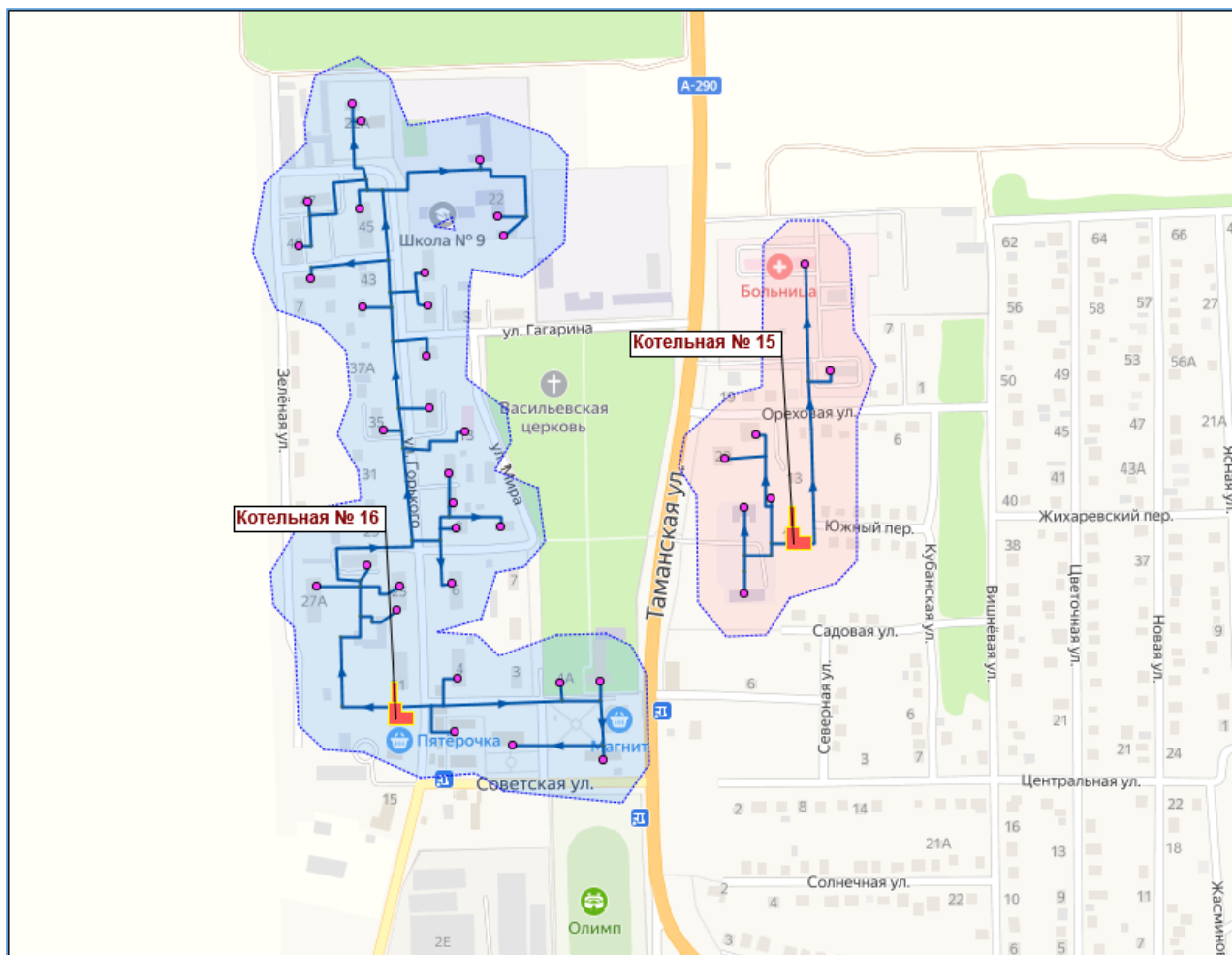


Рисунок 4.4 – Зоны эксплуатационной ответственности котельных № 15 и № 16 АО «Теплоэнерго»

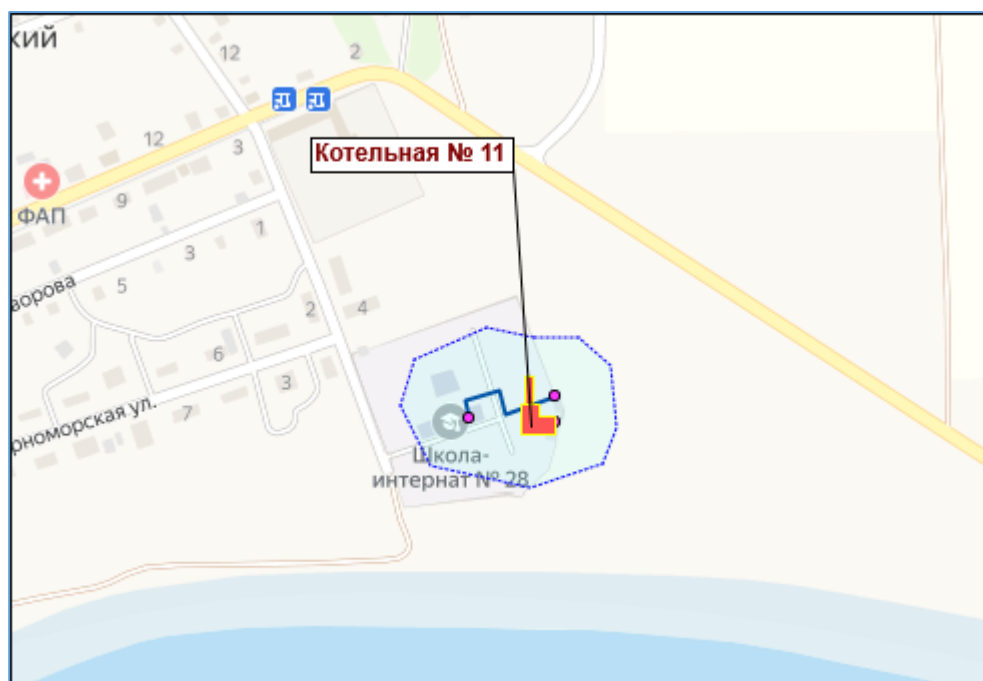


Рисунок 4.5 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 11 АО «Теплоэнерго»

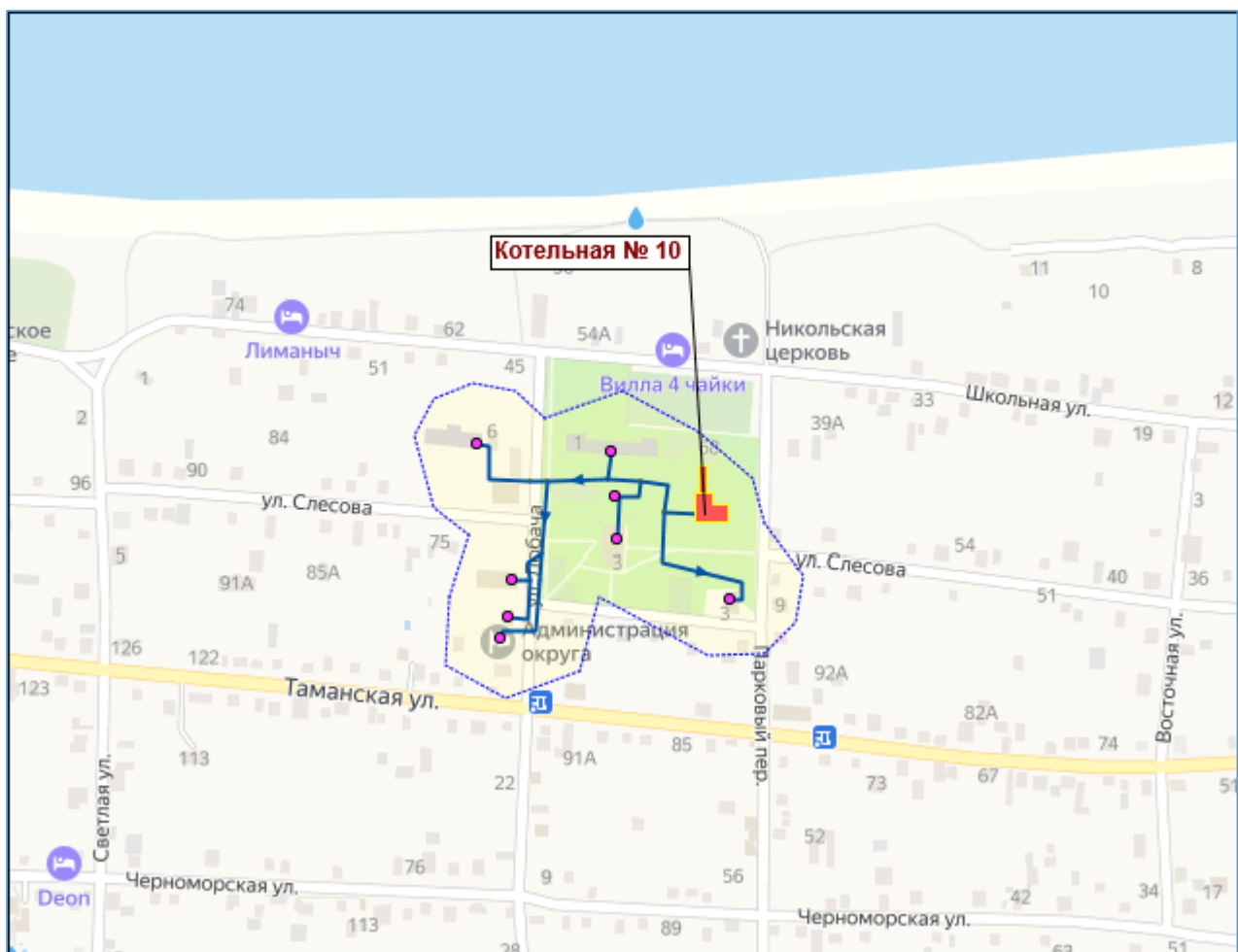


Рисунок 4.6 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 10 АО «Теплоэнерго»

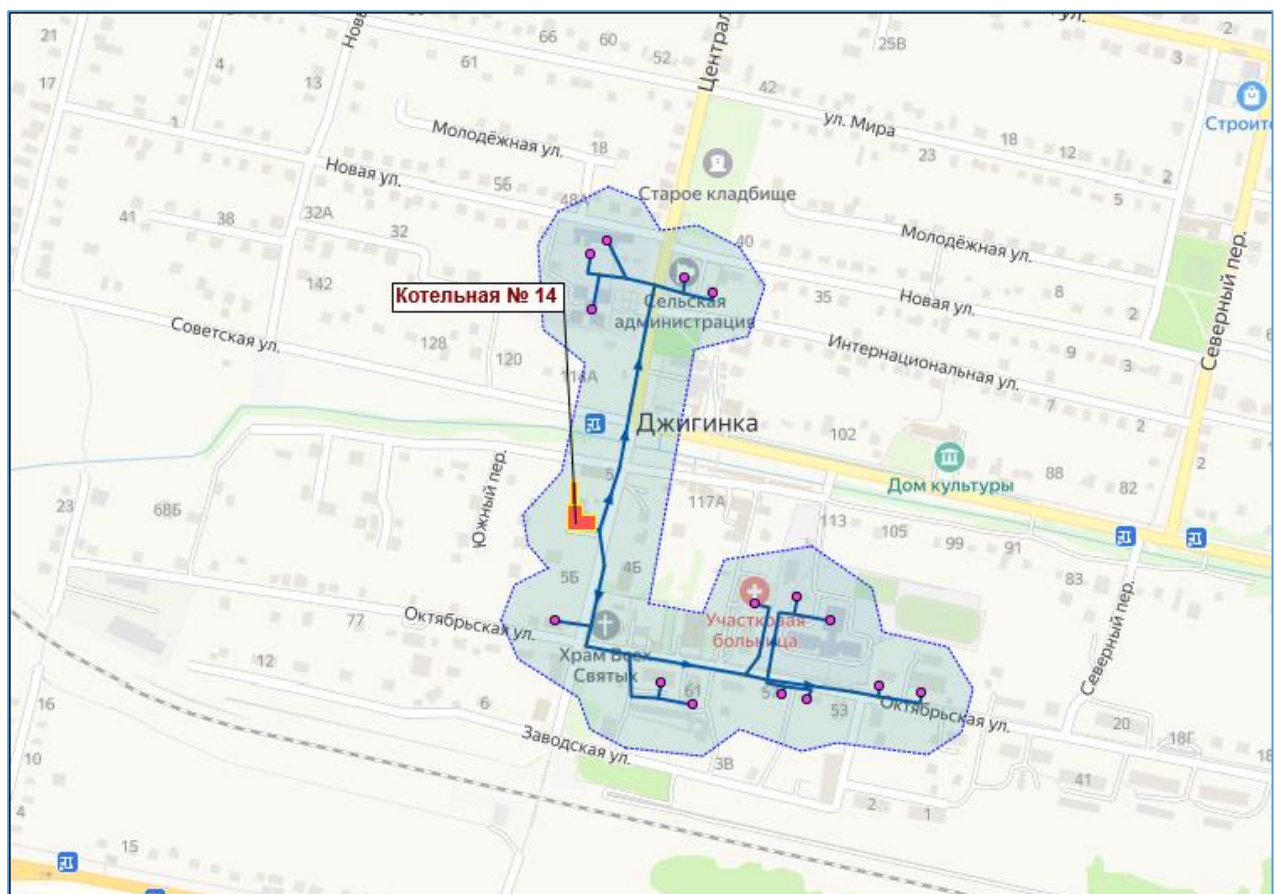


Рисунок 4.7 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 14 АО «Теплоэнерго»

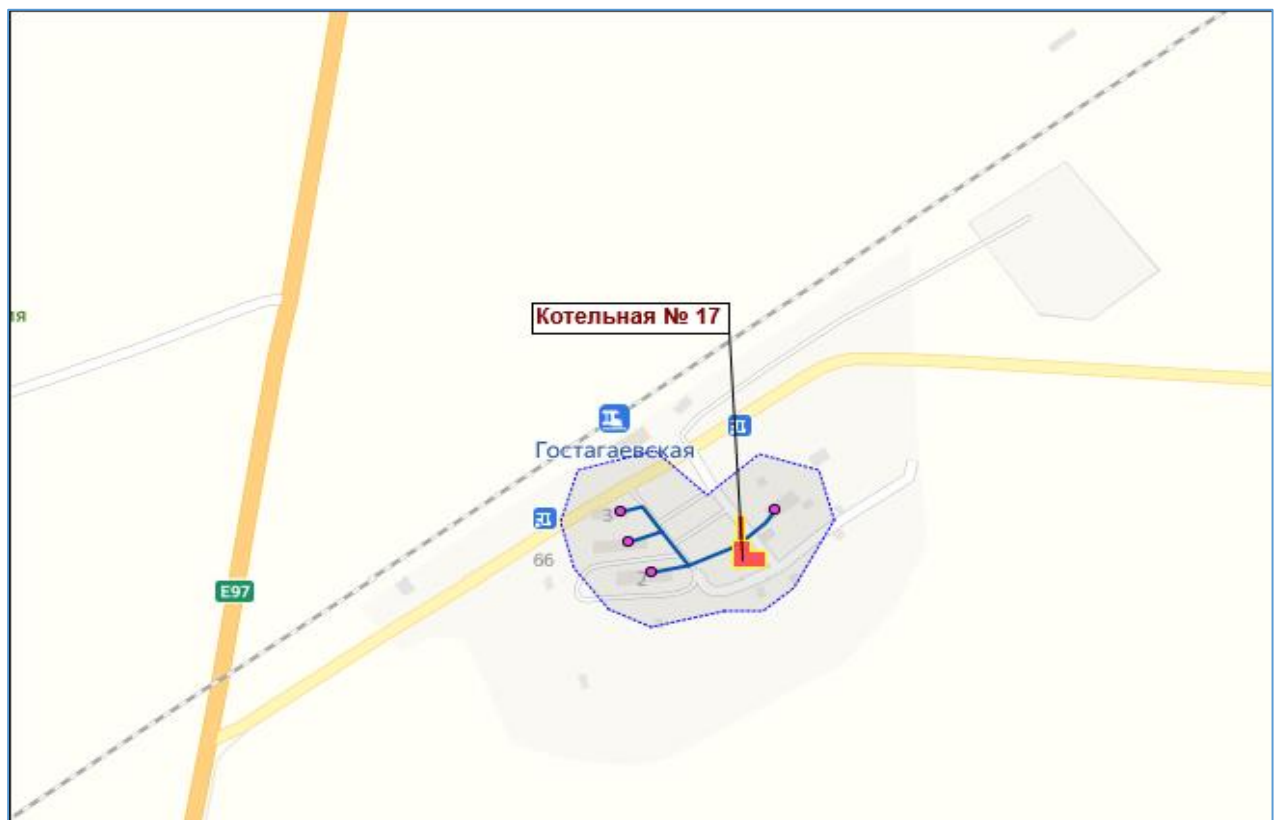


Рисунок 4.8 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 17 АО «Теплоэнерго»

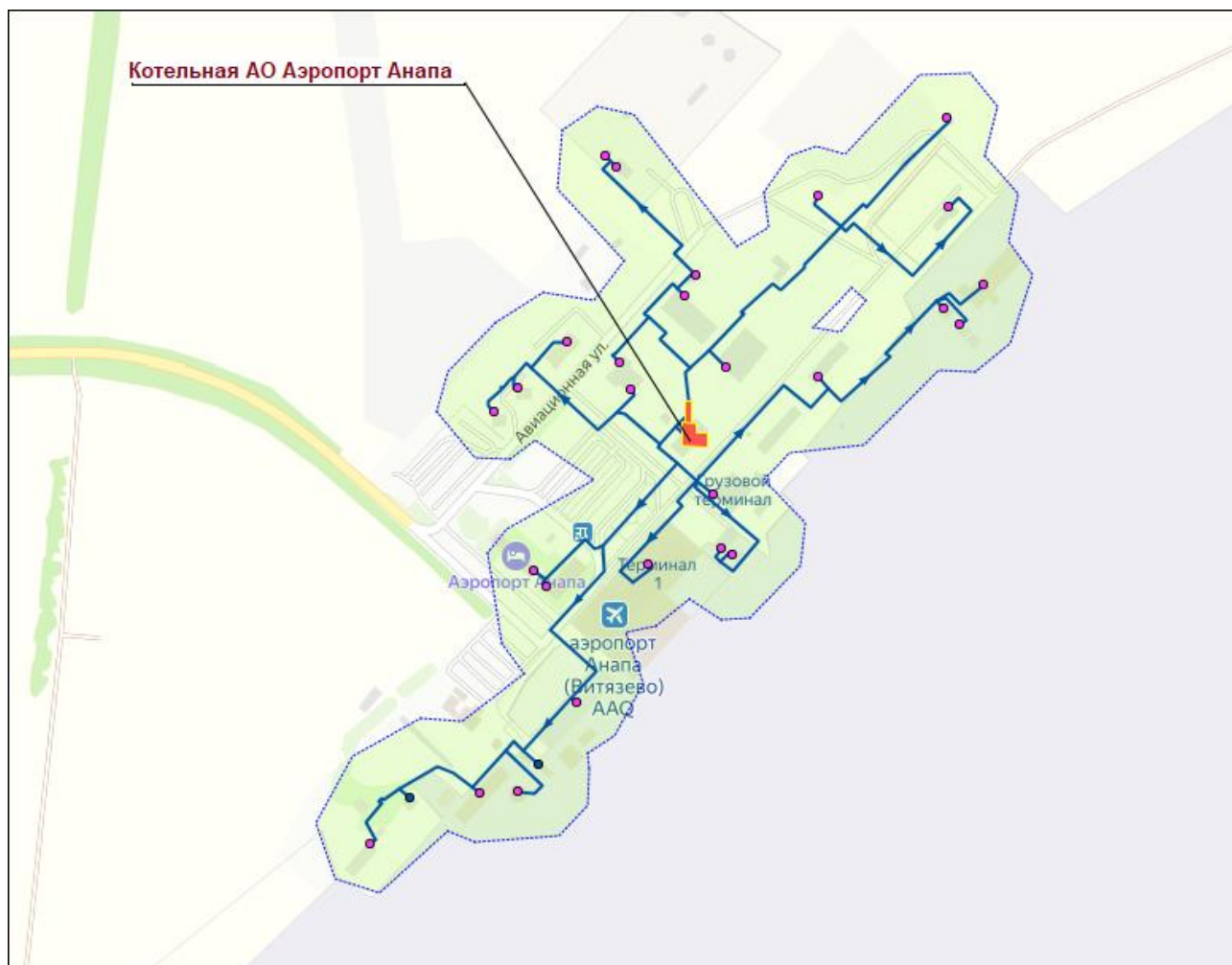


Рисунок 4.9 – Зона эксплуатационной ответственности котельной АО «Аэропорт Анапа»

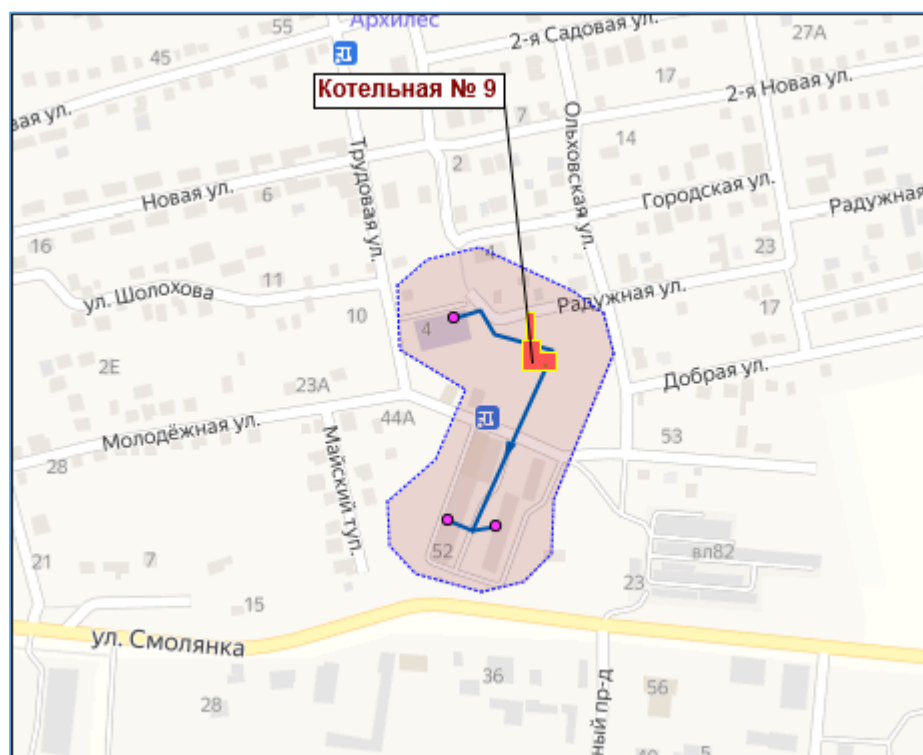


Рисунок 4.10 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 9 АО «Теплоэнерго»

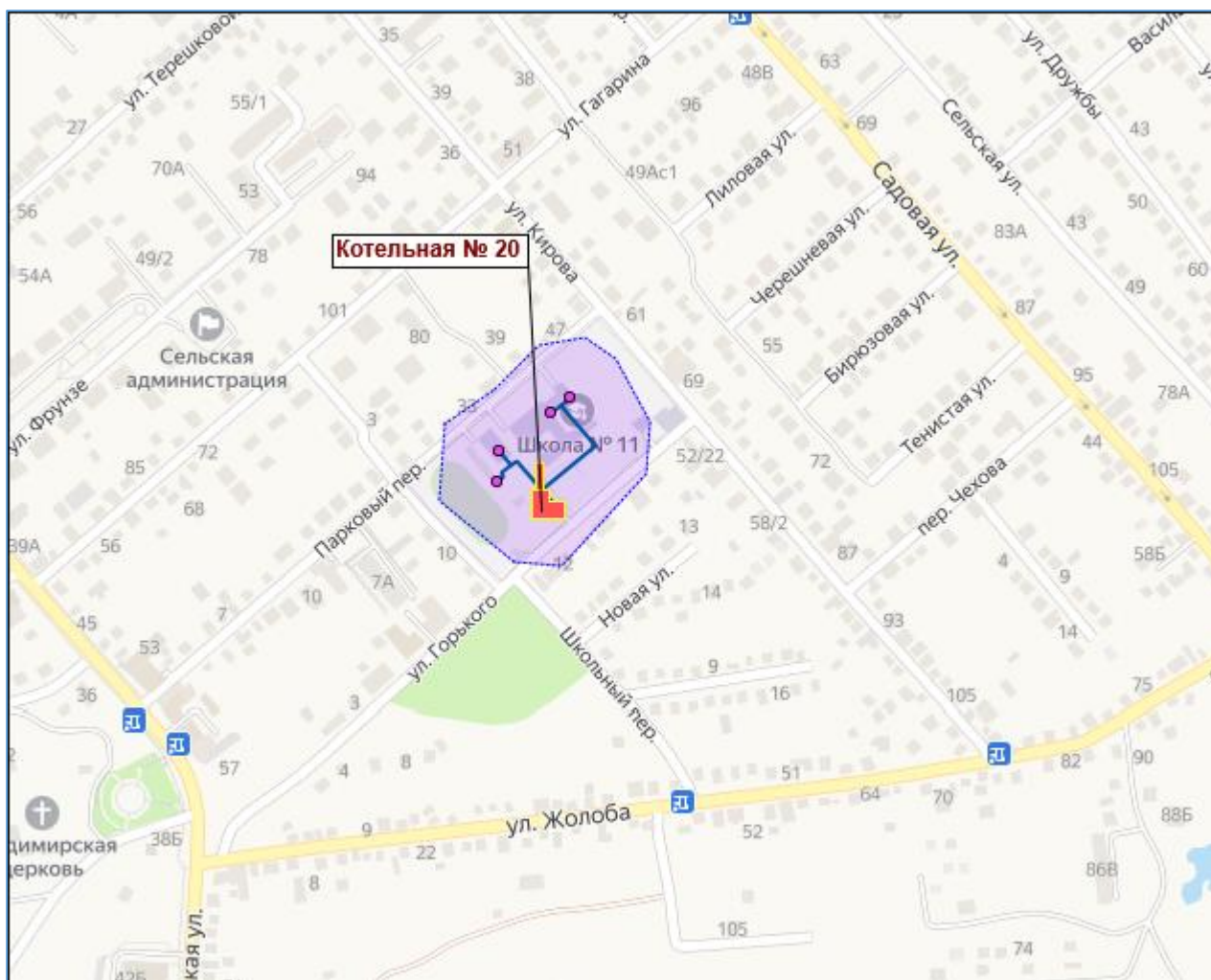


Рисунок 4.11 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 20 АО «Теплоэнерго»

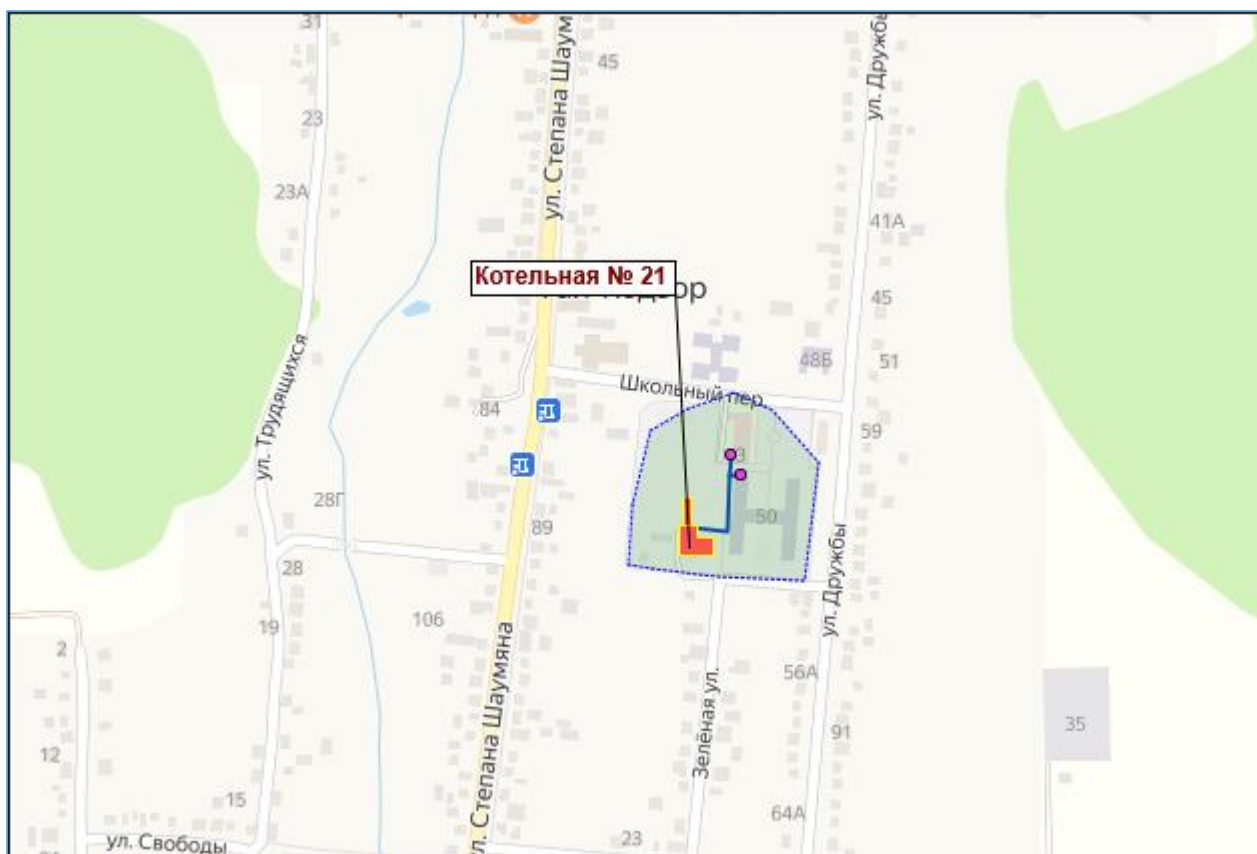


Рисунок 4.12 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 21 АО «Теплоэнерго»

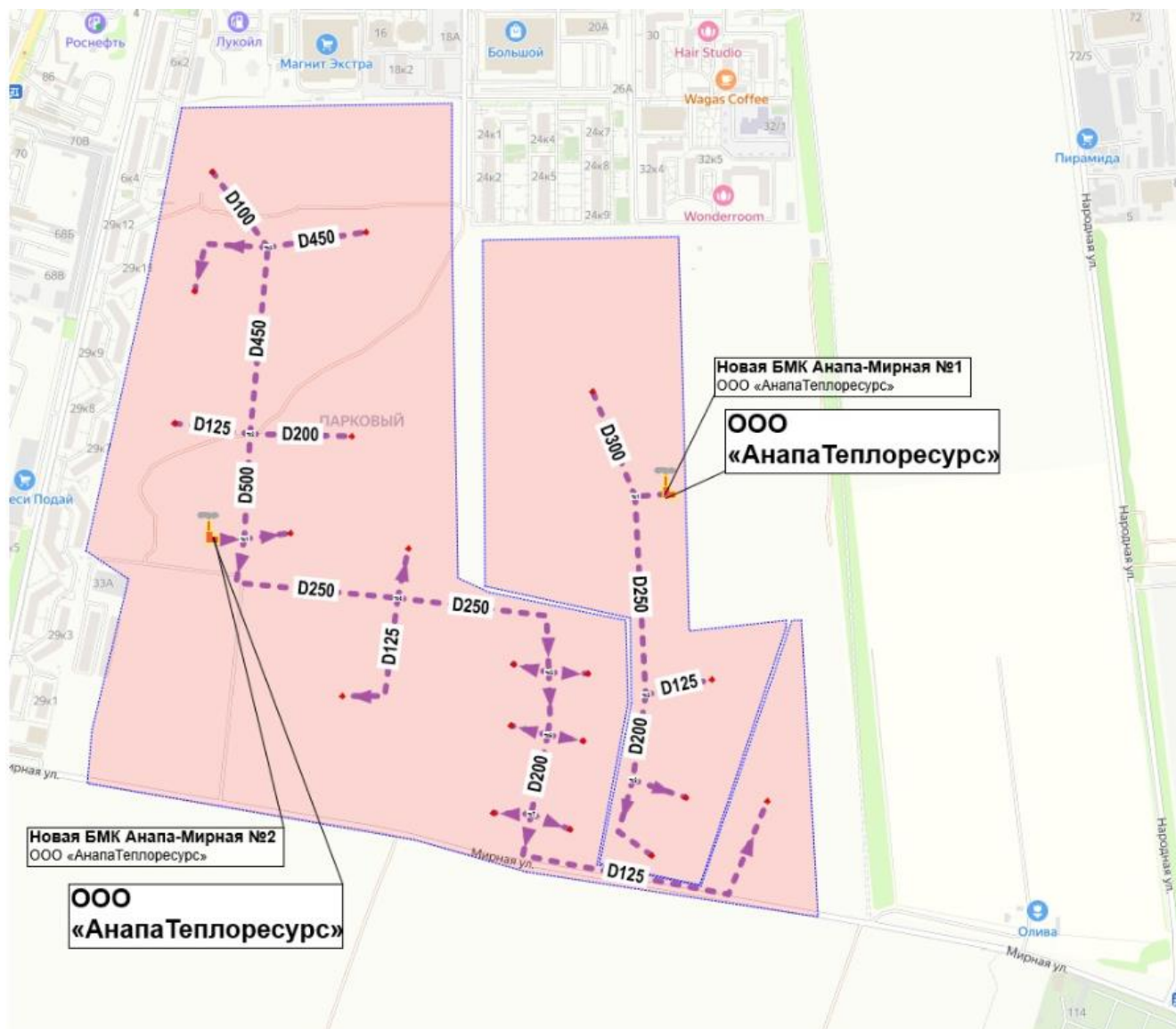


Рисунок 4.13 – Зона эксплуатационной ответственности котельных АО «АнапаТеплоресурс»

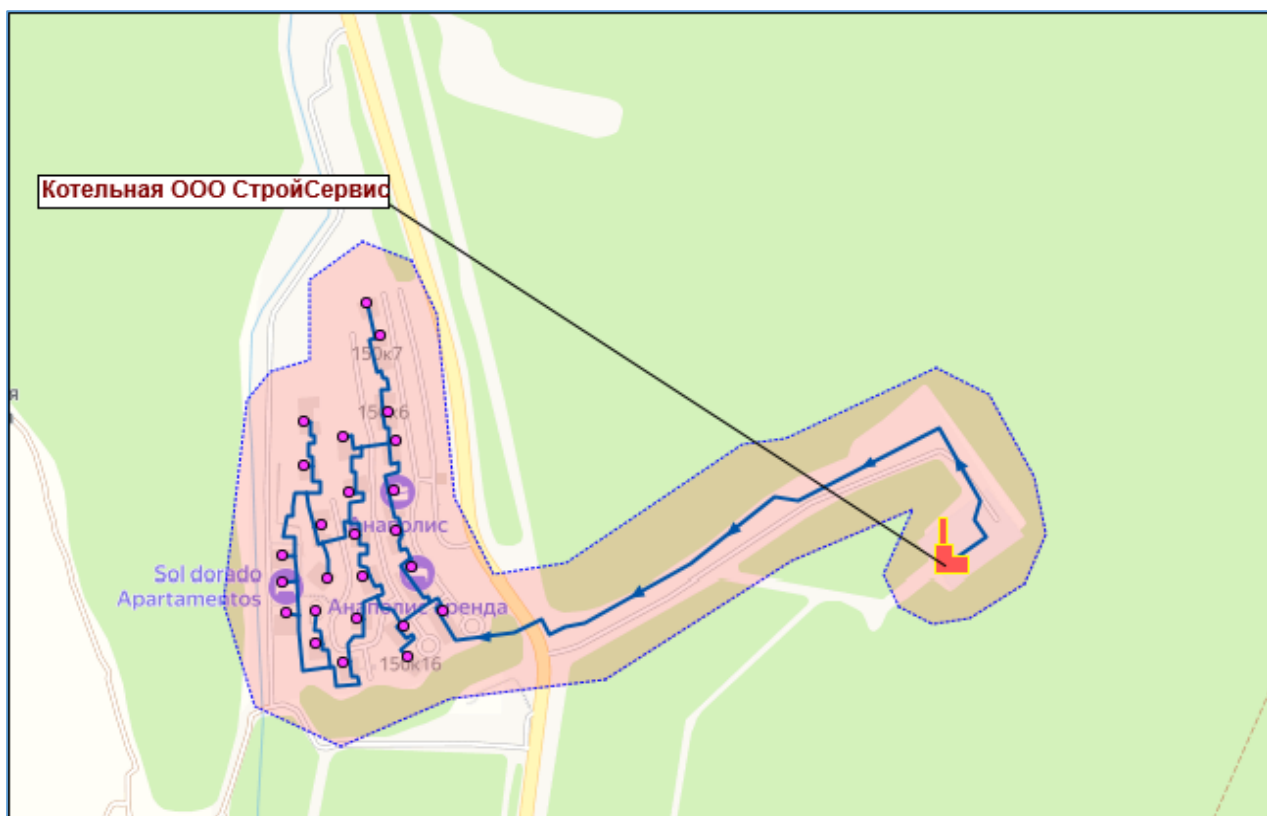


Рисунок 4.14 – Зона эксплуатационной ответственности котельной ООО «СтройСервис»

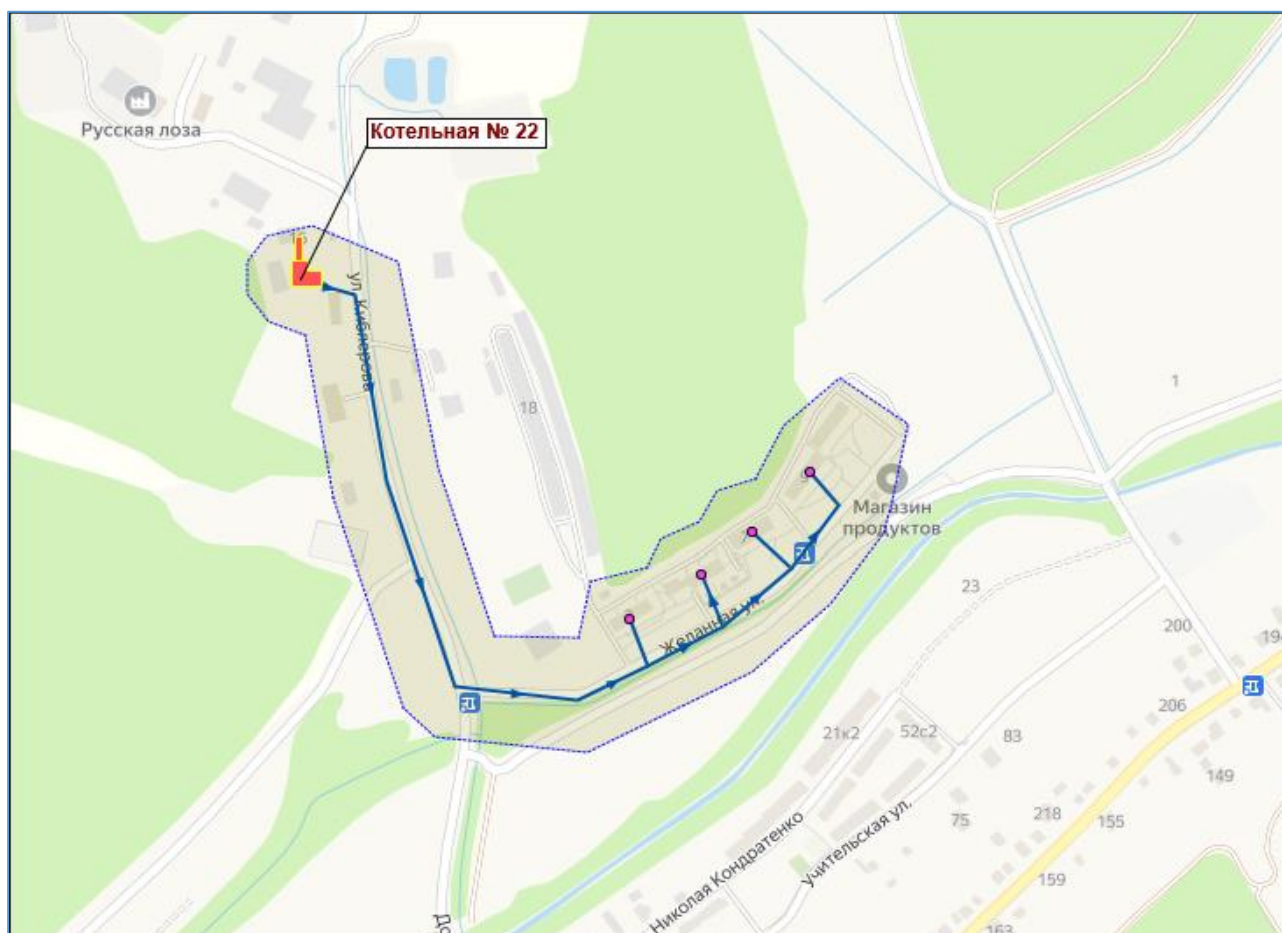


Рисунок 4.15 – Зона эксплуатационной ответственности котельной № 22 АО «Теплоэнерго»

Ведомственные котельные снабжают теплом промышленные предприятия.

Ведомственные (промышленные) энергоисточники в большинстве своем составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных, заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения определяется подходами расчета приростов тепловых нагрузок и определение на их основе перспективных нагрузок по периодам. При выполнении расчетов по определению перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки, за основу принимались расчетные перспективные тепловые нагрузки в каждом конкретном районе, состоящем из отдельных систем теплоснабжения, образуемых теплоисточниками. При составлении баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения по годам, определяется избыток или дефицит тепловой мощности в каждой из указанных систем теплоснабжения, и города в целом. Далее определяются решения по каждому источнику теплоснабжения в зависимости от того, дефицитен или избыточен тепловой баланс в каждой из систем теплоснабжения. По каждому источнику теплоснабжения принимается индивидуальное решение по перспективе его использования в системе теплоснабжения. Перечень мероприятий, применяемый к источникам теплоснабжения, следующий:

- закрытие, в связи с моральным и физическим устареванием, источника теплоснабжения и передача присоединенной тепловой нагрузки другим источникам;
- реконструкция источника теплоснабжения с увеличением установленной тепловой мощности;
- техническое перевооружение источника теплоснабжения, с установкой современного основного оборудования на существующую тепловую нагрузку;
- объединение тепловой нагрузки нескольких источников теплоснабжения с установкой нового источника теплоснабжения;
- строительство новых источников теплоснабжения для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Одним из методов определения сбалансированности тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения является определение эффективного радиуса теплоснабжения.

Согласно пункту 30 статьи 2 части 2 Федерального закона от 27 июля 2012 г. № 190 «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В случаях, когда существующие источники тепловой энергии не планируется модернизировать или подключать к ним новых потребителей с прокладкой новых тепловых сетей, расчёт радиуса эффективного теплоснабжения не производится, поскольку в нём нет необходимости.

В качестве критерия для определения величины эффективного радиуса используется рост среднегодового чистого дохода от присоединения дополнительных потребителей к действующей системе теплоснабжения:

$$(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{потери}} * L) * C_{\text{т}} * T_{\text{от}} * (t_{\text{вн}} - t_{\text{от. ср.}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{р}}) - C_{\text{сети}} * L / T - C_{\text{экспл}} * L > 0,$$

где:

$Q_{\text{нагр}}$ - нагрузка потребителей, Гкал/час;

$Q_{\text{потери}}$ - усредненная норма тепловых потерь в сетях, Гкал/(час*м);

L - протяженность тепловых сетей до наиболее удаленного потребителя, м;
T - срок жизни инвестиционного проекта, лет;
Ст - стоимость (тариф) тепловой энергии на границе балансовой ответственности теплосетевой компании и потребителя, тыс. руб./Гкал, без НДС;
Ссети - стоимость прокладки 1 м сетей в двухтрубном исполнении, тыс. руб./м, без НДС;
Сэкспл - приведенные эксплуатационные расходы, тыс. руб./($m \cdot \text{год}$);
 $t_{вн}$ - расчетная температура внутреннего воздуха, °C;
 $t_{от.ср}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C;
 t_p - расчетная температура наружного воздуха, °C;
Тот - продолжительность отопительного периода, час.
В таблице 4.2 представлены результаты определения эффективного радиуса теплоснабжения теплоисточников.

Таблица 4.2 - Результаты определения эффективного радиуса теплоснабжения

№ п/п	Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия, га	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистральной, км	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Радиус эффективного теплоснабжения, км
1	Котельная № 1, г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	79,38	1,463	37,350	0,879
2	Котельная № 2, г. Анапа, ул. Терская, д. 91	68,18	1,754	28,470	0,786
3	Котельная № 3, г. Анапа, ул. Владимирская, д. 101 Г	163,27	2,833	88,340	1,444
4	Котельная № 4, г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	6,33	0,366	2,760	0,217
5	Котельная № 6, г. Анапа, ул. Терская, д. 175	31,53	0,883	3,840	0,496
6	Котельная № 7, г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	2,05	0,117	0,250	0,088
7	Котельная № 8, г. Анапа, ул. Черноморская, д. 26 В	22,49	0,829	13,360	0,391
8	Котельная № 9, хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	3,68	0,185	1,070	0,164
9	Котельная № 10, ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	6,11	0,330	0,340	0,217
10	Котельная № 11, пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2	1,90	0,114	0,270	0,060
11	Котельная № 13, г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	4,27	0,218	0,420	0,164
12	Котельная № 14, пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	12,17	0,493	0,800	0,362
13	Котельная № 15, пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	6,52	0,341	0,370	0,177
14	Котельная № 16, пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	20,89	1,063	1,470	0,581
15	Котельная № 17, хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	2,92	0,150	0,190	0,109
16	Котельная № 20, с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	2,61	0,144	0,260	0,115
17	Котельная № 21, с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	1,90	0,110	0,380	0,108
18	Котельная № 22, пос. Сукко, ул. Желаная, д. 10	11,46	0,942	1,580	0,827
19	Котельная № 23, г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	10,42	0,400	6,220	0,249
20	Котельная № 1 ООО «Тепловик», с. Витязево, ул. Горького, д. 87	120,05	3,145	38,030	0,853
21	Котельная № 2 ООО "Тепловик", г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б	151,68	4,595	66,370	1,785
22	Котельная № 3 ООО "Тепловик", г. Анапа, ул. Калинина, д. 4	57,07	1,355	26,750	0,697
23	Котельная № 23 АО «Краснодартеплосеть», г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	85,55	2,987	40,040	1,647
24	Котельная ОАО «Аэропорт Анапа», г. Анапа, территория Аэропорт	25,97	0,741	5,200	0,386

№ п/п	Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия, га	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистральной, км	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Радиус эффективного теплоснабжения, км
25	Котельная ООО "СтройСервис", с. Варваровка, 320 м на восток от восточной границы земельного участка ул. Калинина 150 в с. Варваровка (з/у 23:37:1006000613114)	13,72	1,092	2,090	0,898
26	Котельная № 1 ООО «АнапаТеплоресурс», ул. Мирная	165,00	0,600	5,800	1,300
27	Котельная № 2 ООО «АнапаТеплоресурс», ул. Мирная				

5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

При разработке Схемы теплоснабжения произошли следующие ключевые изменения в части тепловых нагрузок потребителей:

- 1) уточнены значения спроса на тепловую мощность по состоянию на 01.01.2026 г. Договорная нагрузка увеличилась существенно, в связи с:
 - подключением потребителей к системам теплоснабжения;
 - уточнением договорных баз потребителей.
- 2) Расчетная нагрузка впервые определена в соответствии с Приложением 14 МУ.

Таблица 5.1 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения, в сравнении с утвержденной версией

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС _{ср} , Гкал/ч		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	
		01.01.2025	01.01.2026	за 2025-2026 гг.	доля прироста, % от 2025 г.
ЕТО №1					
1	Котельная № 1	37,35	37,35	0,00	0%
2	Котельная № 2	28,47	28,47	0,00	0%
3	Котельная № 3	88,34	88,34	0,00	0%
4	Котельная № 4	2,76	2,76	0,00	0%
5	Котельная № 6	3,84	3,84	0,00	0%
6	Котельная № 7	0,25	0,25	0,00	0%
7	Котельная № 8	13,36	13,36	0,00	0%
8	Котельная № 9	1,07	1,07	0,00	0%
9	Котельная № 10	0,34	0,34	0,00	0%
10	Котельная № 11	0,27	0,27	0,00	0%
11	Котельная № 13	0,42	0,42	0,00	0%
12	Котельная № 14	0,80	0,80	0,00	0%
13	Котельная № 15	0,37	0,37	0,00	0%
14	Котельная № 16	1,47	1,47	0,00	0%
15	Котельная № 17	0,19	0,19	0,00	0%
16	Котельная № 20	0,26	0,26	0,00	0%
17	Котельная № 21	0,38	0,38	0,00	0%
18	Котельная № 22	1,58	1,58	0,00	0%
19	Котельная № 23	6,22	6,22	0,00	0%
ИТОГО ЕТО №1		187,74	187,74	0,00	0%
ЕТО №2					
20	Котельная №1	38,03	34,91	-3,12	-8%
21	Котельная №2	66,37	68,44	2,07	3%
22	Котельная №3	26,75	25,75	-1,00	-4%
ИТОГО по ЕТО №2		131,15	129,10	-2,05	-2%
ЕТО №7					
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	2,62	2,62	0,0	0%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС _{ср} , Гкал/ч		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	
		01.01.2025	01.01.2026	за 2025-2026 гг.	доля прироста, % от 2025 г.
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	3,23	3,23	0,0	0%
ИТОГО по ЕТО №7		5,8	5,8	0,00	0%
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)					
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	39,21	40,04	0,8	2%
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	5,20	5,20	0,0	0%
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2,09	2,09	0,0	0%
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	2,67	2,67	0,0	0%
ИТОГО по прочим ЕТО		49,17	50,00	0,83	0%
ИТОГО по муниципальному образованию		373,86	372,64	-1,22	0%

5.2 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Базовый спрос на тепловую мощность представлен в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Существенное влияние на величину спроса оказывают следующие факторы:

- плотность постоянно проживающего населения;
- оснащенность объектами общественно-деловой застройки;
- наличие промышленных предприятий.

Таблица 5.2 –Спрос на тепловую мощность, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на начало 2026 г.

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	сумма с ГВС _{ср}	сумма с ГВС _{макс}
ЕТО №1							
1	Котельная № 1	26,27	1,70	9,38	22,51	37,35	50,48
2	Котельная № 2	21,69	0,31	6,47	15,52	28,47	37,52
3	Котельная № 3	61,33	2,19	24,82	59,58	88,34	123,10
4	Котельная № 4	1,76	0,00	1,00	2,40	2,76	4,16
5	Котельная № 6	3,84	0,00	0,00	0,00	3,84	3,84
6	Котельная № 7	0,20	0,05	0,00	0,00	0,25	0,25
7	Котельная № 8	9,64	0,70	3,02	7,25	13,36	17,59

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	сумма с ГВС _{ср}	сумма с ГВС _{макс}
8	Котельная № 9	0,73	0,04	0,31	0,73	1,07	1,50
9	Котельная № 10	0,34	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34
10	Котельная № 11	0,18	0,00	0,10	0,24	0,27	0,41
11	Котельная № 13	0,42	0,00	0,00	0,00	0,42	0,42
12	Котельная № 14	0,80	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80
13	Котельная № 15	0,37	0,00	0,00	0,00	0,37	0,37
14	Котельная № 16	1,47	0,00	0,00	0,00	1,47	1,47
15	Котельная № 17	0,19	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19
16	Котельная № 20	0,26	0,00	0,00	0,00	0,26	0,26
17	Котельная № 21	0,38	0,00	0,00	0,00	0,38	0,38
18	Котельная № 22	1,05	0,00	0,53	1,28	1,58	2,33
19	Котельная № 23	4,29	0,00	1,93	4,63	6,22	8,93
ИТОГО ЕТО №1		135,21	4,99	47,56	114,14	187,74	254,34
ЕТО №2							
20	Котельная №1	26,28	0,00	8,63	20,72	34,91	47,00
21	Котельная №2	47,98	0,00	20,46	49,11	68,44	97,09
22	Котельная №3	20,26	0,00	5,49	13,17	25,75	33,43
ИТОГО по ЕТО №2		94,52	0,00	34,58	83,00	129,10	177,52
ЕТО №7							
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	1,85	0,00	0,77	1,85	2,62	3,69
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	2,40	0,00	0,83	2,00	3,23	4,40
ИТОГО по ЕТО №7		4,25	0,00	1,60	3,85	5,85	8,09
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)							
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	30,72	0,80	3,55	8,52	35,07	40,04
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	3,63	1,13	0,44	1,05	5,20	5,81
27	Котельная ООО «СтройСервис»	1,48	0,00	0,61	1,48	2,09	2,95
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	2,06	0,00	0,61	1,46	2,67	3,52
ИТОГО по прочим ЕТО		37,89	1,93	5,21	12,51	45,03	52,32
ИТОГО по муниципальному образованию		271,87	6,92	88,95	213,50	367,72	492,27

Таблица 5.3 - Спрос на тепловую мощность в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на начало 2026 г.

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					
	отопление и вентиляция	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	сумма с ГВС _{ср}	сумма с ГВС _{макс}
Планировочные районы						
г. Анапа	269,38	6,88	88,83	213,20	365,09	489,47
пос. Виноградный	1,84	0,00	0,00	0,00	1,84	1,84
пос. Джигинка	0,80	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80
пос. Суворов-Черкесский	0,18	0,00	0,10	0,24	0,27	0,41
пос. Сукко	1,05	0,00	0,53	1,28	1,58	2,33
с. Варваровка	1,48	0,00	0,61	1,48	2,09	2,95
с. Гай-Кодзор	0,38	0,00	0,00	0,00	0,38	0,38
с. Су-Псех	0,26	0,00	0,00	0,00	0,26	0,26
ст-ца Благовещенская	0,34	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34
хут. Воскресенский	0,73	0,04	0,31	0,73	1,07	1,50
хут. Нижняя Гостагайка	0,19	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19
ИТОГО по районам	276,63	6,92	90,38	216,93	373,91	500,47

5.3 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчётное значение температуры наружного воздуха минус 14°C, существенно ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для актуализации схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся не востребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено:

1) Методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий);

2) Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории нежилых, отключили часть своих теплопотребляющих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку;

3) В таблице ниже представлена величина договорной нагрузки, с учетом среднечасовой ГВС. Поскольку в городе применяется «закрытая» схема ГВС, договоры с потребителями заключаются на максимальную нагрузку ГВС. Таким образом, для определения договорной нагрузки, с учетом среднечасового значения нагрузки ГВС, принимается коэффициент неравномерности 2,4. При этом реальное отличие может быть гораздо больше (например, на уровне 4-6). В таком случае, договорная нагрузка в таблице оказывается чрезмерно завышенной.

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой теплоты в городе отсутствуют. Возникающие жалобы зачастую

связаны с локальными проблемами как у потребителей тепловой энергии, так и на тепловых сетях.

В соответствии с п. 2 ч. 1 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»:

«...к) "расчетная тепловая нагрузка" - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха...».

В соответствии с П. 14.2.5 Приложения 14 МУ, должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии). По расчетной регрессии определяется расчетная тепловая нагрузки при расчетной температуре для проектирования систем отопления.

Котельные ЕТО №1 не оснащены приборами учета тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети. Однако вопрос определения расчетных нагрузок потребителей по данной ЕТО крайне важен, поскольку в значительной части систем теплоснабжения имеются дефициты тепловой мощности по договорной нагрузке. Для определения расчетной нагрузки использованы ежесуточные параметры потребления топлива на газовых котельных. При известном потреблении топлива, зная УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов и фактическую калорийность топлива, определены параметры ежесуточного теплоотпуска с коллекторов.

Коэффициенты регрессии, вычисленные на основе показаний коммерческих и технических приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

На рисунках ниже представлена последовательность определения параметров регрессии и расчетных нагрузок на коллекторах (рисунки приведены для систем теплоснабжения, в которых имеются дефициты тепловой мощности по договорной нагрузке, с величиной договорной нагрузки свыше 10 Гкал/ч).

По ряду котельных сведения о посуточном теплоотпуске за базовый период актуализации не предоставлены, либо не могут быть предоставлены по причине отсутствия коммерческого и технического учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети. Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 40÷110% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. По таким источникам, для целей Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 44% от договорных значений (на примере котельных АО «Теплоэнерго» с известными параметрами потребления газа).

Таблица 5.4 - Сдвиг линейной функции относительно начала координат (b_0) и наклон прямой (b_1) для определения нагрузки в горячей воде, а также значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах при расчетной температуре наружного воздуха - 14°C

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии		Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, b_0	наклон прямой, b_1	
ЕТО №1				
1	Котельная № 1	12,738	-0,305	17,00
2	Котельная № 2	11,842	-0,325	16,40
3	Котельная № 3	31,269	-0,845	43,10

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии		Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, b_0	наклон прямой, b_1	
4	Котельная № 4	0,983	-0,026	1,35
5	Котельная № 6	1,324	-0,044	1,94
6	Котельная № 7	0,094	-0,003	0,14
7	Котельная № 8	5,120	-0,158	7,33
8	Котельная № 9	0,441	-0,009	0,57
9	Котельная № 10	0,260	-0,012	0,42
10	Котельная № 11	0,091	-0,005	0,16
11	Котельная № 13	котельная не на газе, электронный посуточный учет потребления топлива не ведется		0,23
12	Котельная № 14	0,450	-0,019	0,72
13	Котельная № 15	котельная не на газе, электронный посуточный учет потребления топлива не ведется		0,20
14	Котельная № 16	0,596	-0,014	0,79
15	Котельная № 17	котельная не на газе, электронный посуточный учет потребления топлива не ведется		0,10
16	Котельная № 20	0,138	-0,004	0,19
17	Котельная № 21	0,177	-0,005	0,25
18	Котельная № 22	котельная не на газе, электронный посуточный учет потребления топлива не ведется		0,86
19	Котельная № 23	2,240	-0,048	2,91
ИТОГО ЕТО №1				94,7
ЕТО №2				
20	Котельная №1	13,552	-0,170	15,93
21	Котельная №2	17,199	-1,100	32,60
22	Котельная №3	9,208	-0,226	12,37
ИТОГО по ЕТО №2				60,9
ЕТО №7				
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	ПУ отсутствует		1,42
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	ПУ отсутствует		1,76
ИТОГО по ЕТО №7				2,8
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	18,266	-0,549	25,95
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	ПУ отсутствует		2,83
27	Котельная ООО «СтройСервис»	ПУ отсутствует		1,14
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	данные не предоставлены		1,45
ИТОГО по прочим ЕТО				31,4
ИТОГО по муниципальному образованию				190

Котельная № 1

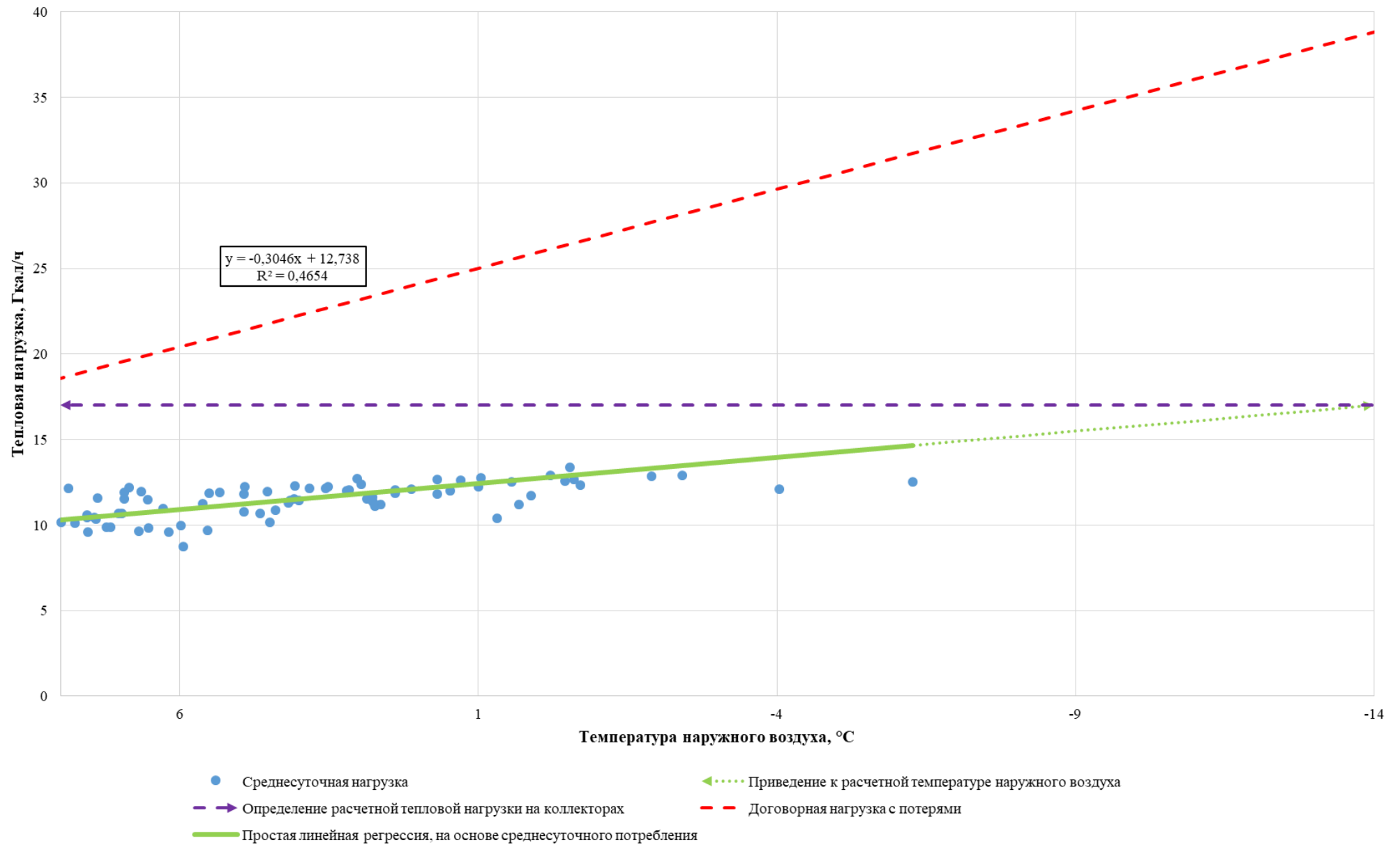


Рисунок 5.1 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №1 АО «Теплоэнерго»

Котельная № 2

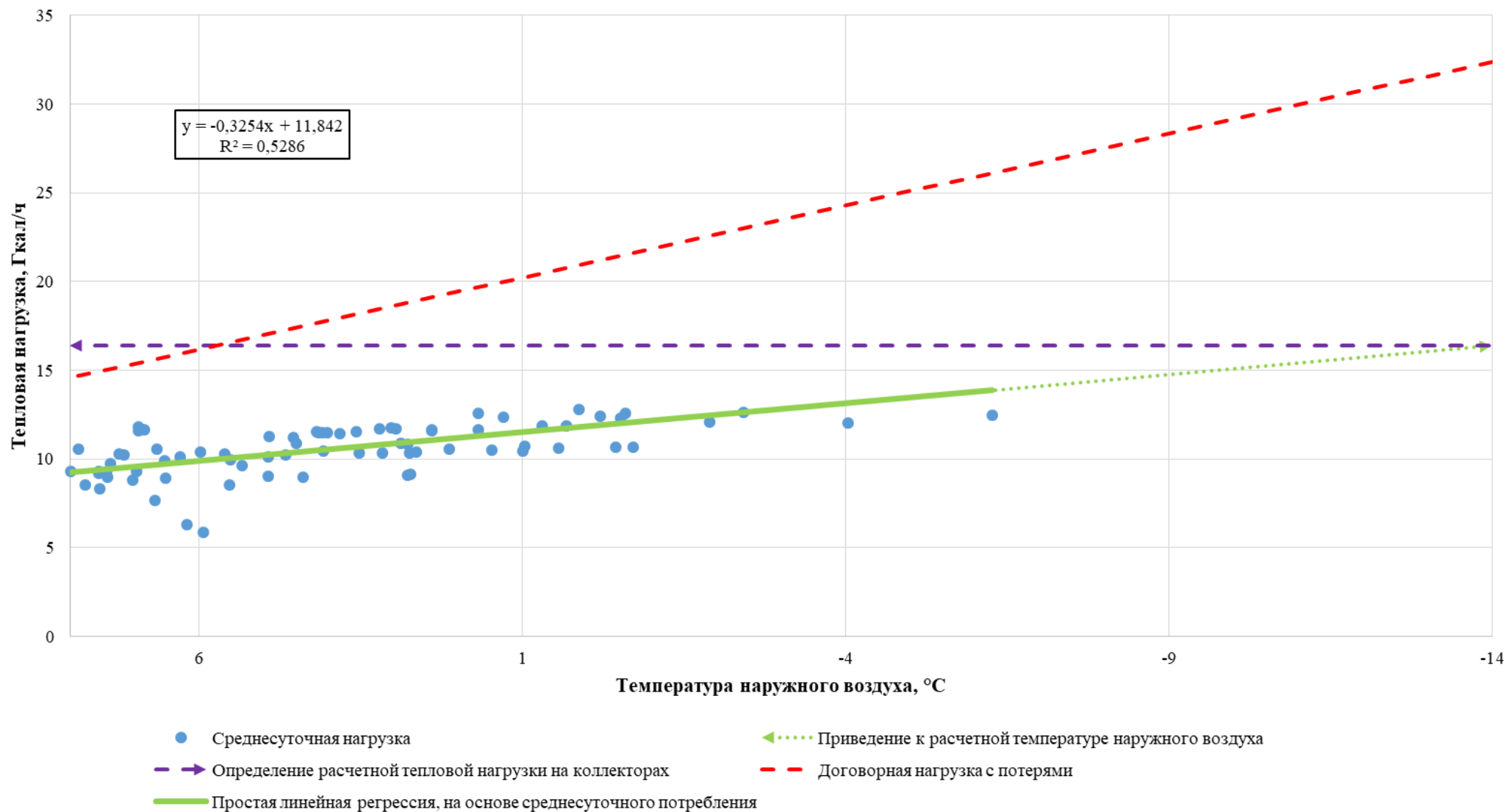


Рисунок 5.2 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №2 АО «Теплоэнерго»

Котельная № 3

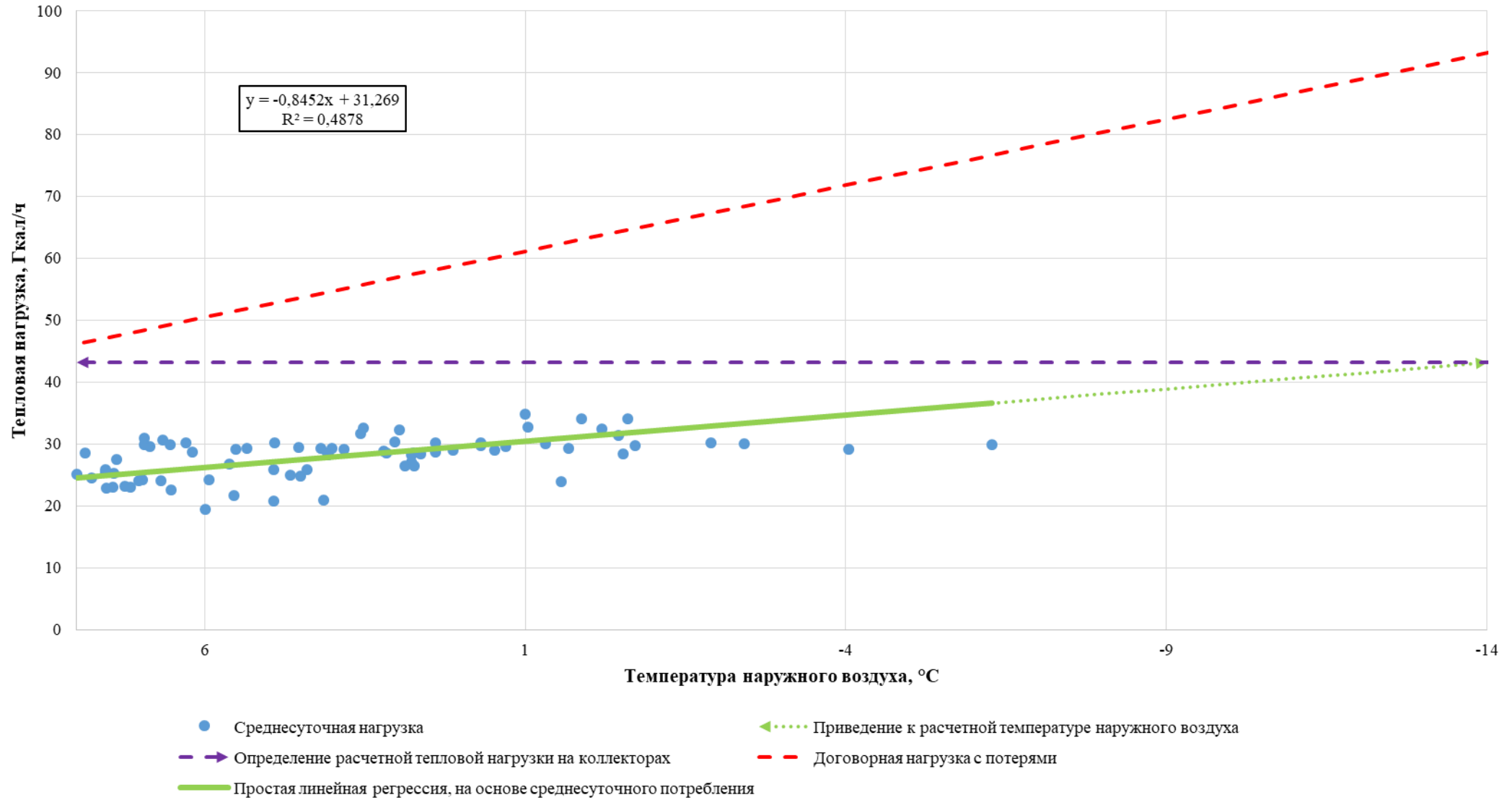


Рисунок 5.3 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №3 АО «Теплоэнерго»

Котельная № 8

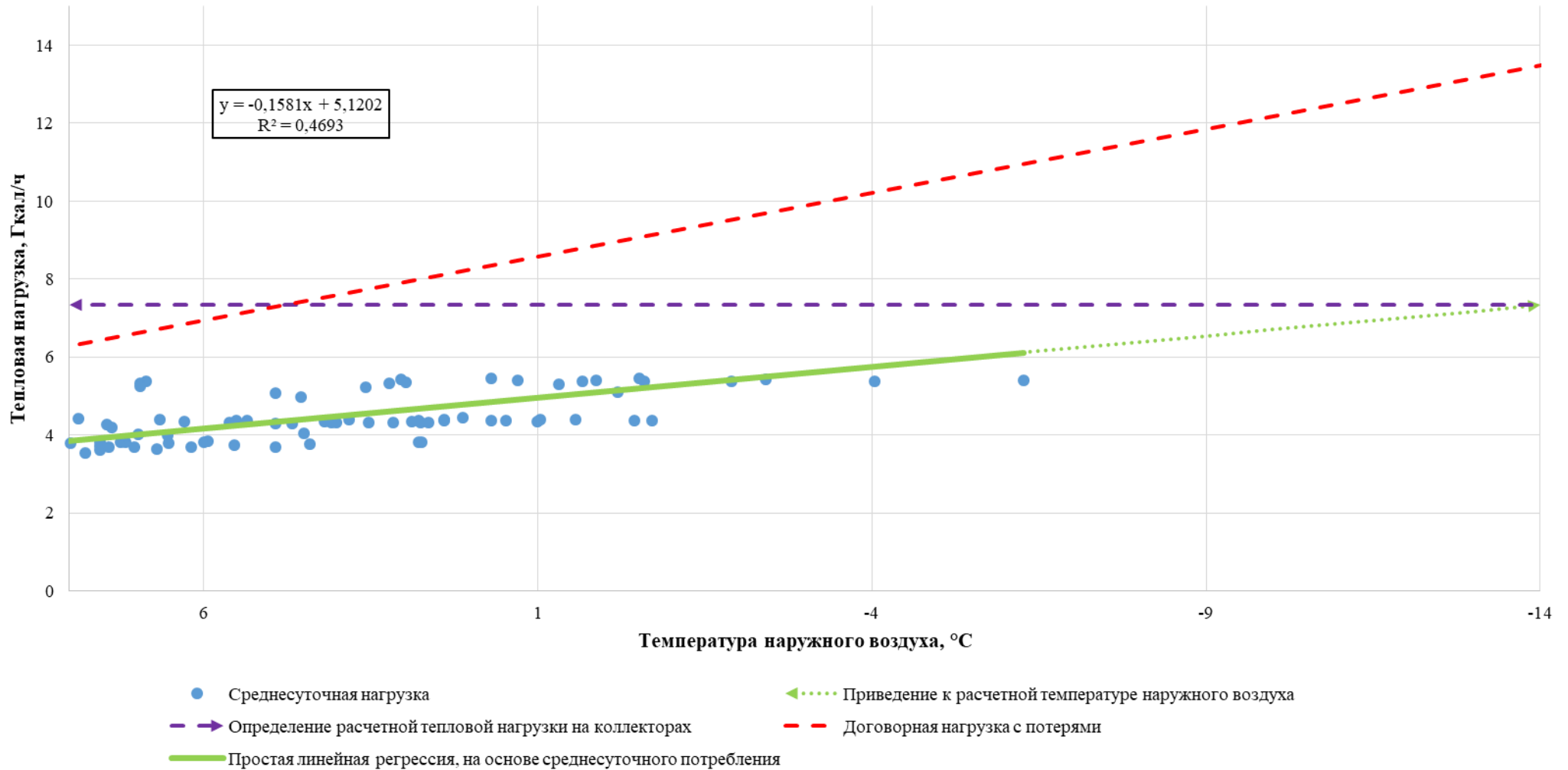


Рисунок 5.4 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной №8 АО «Теплоэнерго»

Котельная АО «Краснодартеплосеть»

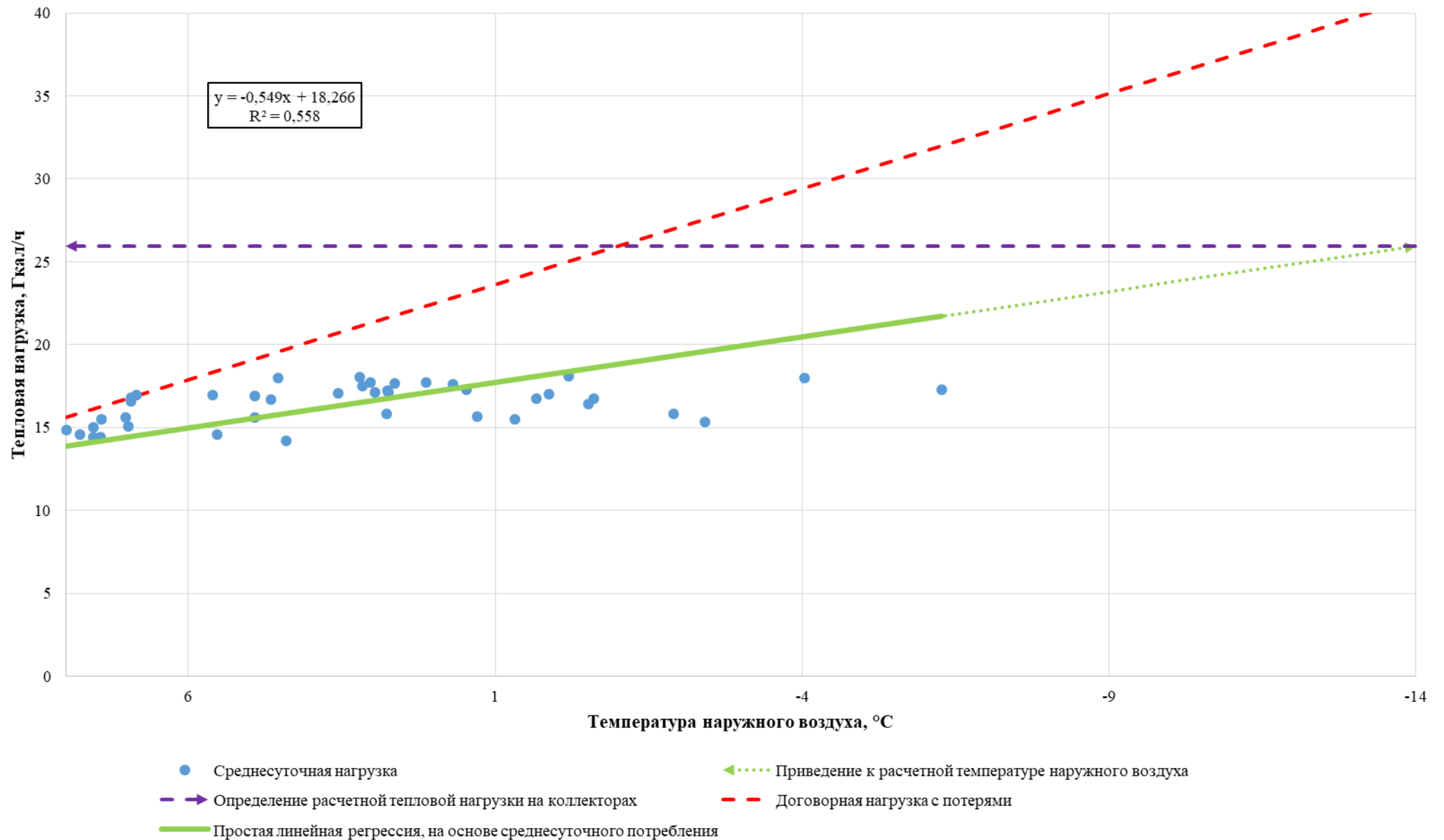


Рисунок 5.5 - Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в зоне действия котельной АО «Краснодартеплосеть»

Для определения расчетной нагрузки конечных потребителей (а не на коллекторах) необходимо иметь достаточно достоверную статистику значений потребления тепловой мощности у всех потребителей, что в настоящее время невозможно, ввиду отсутствия 100%-ой оснащённости потребителей приборами учета (фактическая оснащённость представлена в разделе 3 Главы 1 «Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя»). Следовательно, расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей определены пропорционально разделению тепловых нагрузок в структуре договорных нагрузок, на основе п. 36 Требований и П. 14.2.9 Методических указаний.

Таким образом, расчетная нагрузка отопления потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_O^P = \frac{Q_O^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (1)$$

где Q_O^D – договорная нагрузка отопления, Гкал/ч;

Q_B^D – договорная нагрузка вентиляции, Гкал/ч;

$Q_{ГВС}^D$ – среднечасовая договорная нагрузка ГВС, Гкал/ч;

$Q_{кол}^P$ – расчетная нагрузка на коллекторах, полученная путем пересчета достигнутого максимума на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления, Гкал/ч;

$Q_{пот}$ – нормируемая (нормативная) величина потерь тепловой мощности в тепловых сетях при расчетной температуре наружного воздуха (-14 °С), Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_B^P = \frac{Q_B^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (2)$$

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{ГВС}^P = \frac{Q_{ГВС}^D}{Q_O^D + Q_B^D + Q_{ГВС}^D} (Q_{кол}^P - Q_{пот}) \quad (3)$$

Значения принятых расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

Таблица 5.5 - Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии по состоянию на 1 января 2026 года

по состоянию на 1 января 2020 года							
№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч					
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	СУММА с учетом ГВС _{ср}	СУММА с учетом ГВС _{макс}
ЕТО №1							
1	Котельная № 1	10,93	0,71	3,90	9,36	15,54	21,00
2	Котельная № 2	9,51	0,14	2,84	6,81	12,48	16,45
3	Котельная № 3	26,59	0,95	10,76	25,83	38,30	53,37
4	Котельная № 4	0,84	0,00	0,48	1,15	1,31	1,98
5	Котельная № 6	1,83	0,00	0,00	0,00	1,83	1,83
6	Котельная № 7	0,11	0,03	0,00	0,00	0,14	0,14
7	Котельная № 8	5,20	0,38	1,63	3,91	7,21	9,49
8	Котельная № 9	0,37	0,02	0,15	0,37	0,54	0,76
9	Котельная № 10	0,34	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34
10	Котельная № 11	0,09	0,00	0,05	0,11	0,13	0,20

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч					
		отопление	вентиляция	ГВС _{ср}	ГВС _{макс}	СУММА с учетом ГВС _{ср}	СУММА с учетом ГВС _{макс}
11	Котельная № 13	0,19	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19
12	Котельная № 14	0,57	0,00	0,00	0,00	0,57	0,57
13	Котельная № 15	0,16	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
14	Котельная № 16	0,79	0,00	0,00	0,00	0,79	0,79
15	Котельная № 17	0,08	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08
16	Котельная № 20	0,19	0,00	0,00	0,00	0,19	0,19
17	Котельная № 21	0,25	0,00	0,00	0,00	0,25	0,25
18	Котельная № 22	0,47	0,00	0,24	0,57	0,70	1,04
19	Котельная № 23	1,84	0,00	0,83	1,99	2,67	3,83
ИТОГО ЕТО №1		60,35	2,23	20,88	50,10	83,42	112,66
ЕТО №2							
20	Котельная №1	10,63	0,00	3,85	9,25	14,48	19,88
21	Котельная №2	19,92	0,00	8,49	20,39	28,42	40,31
22	Котельная №3	9,09	0,00	2,36	5,65	11,45	14,74
ИТОГО по ЕТО №2		39,64	0,00	14,70	35,29	54,35	74,93
ЕТО №7							
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	0,82	0,00	0,34	0,82	1,16	1,64
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	1,07	0,00	0,37	0,89	1,44	1,96
ИТОГО по ЕТО №7		1,89	0,00	0,71	1,71	2,60	3,60
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)							
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	21,26	0,49	2,54	6,10	24,30	27,86
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	1,61	0,50	0,19	0,47	2,31	2,58
27	Котельная ООО «СтройСервис»	0,66	0,00	0,27	0,66	0,93	1,31
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	0,92	0,00	0,27	0,65	1,19	1,56
ИТОГО по прочим ЕТО		24,45	0,99	3,27	7,88	28,73	33,31
ИТОГО по муниципальному образованию		126,3	3,2	39,6	95,0	169,1	224,5

5.4 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Применение поквартирного индивидуального отопления на территории МО город-курорт Анапа в зонах центрального теплоснабжения очень распространено. Тип используемого отопления – АГВ (аппарат газовый водонагревательный), печное-газовое, печное, инфракрасное.

Переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах центрального теплоснабжения в ближайшее время не ожидается.

5.5 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Величина потребления тепловой энергии за базовый период актуализации представлена в таблицах ниже:

- в разрезе источников тепловой энергии;
- в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Таблица 5.6 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии за базовый период актуализации

№ п/п	Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии за год, Гкал	Потребление за отопительный период, Гкал
ЕТО №1			
1	Котельная № 1	51406,909	41490,227
2	Котельная № 2	43814,769	35886,642
3	Котельная № 3	126257,636	100152,058
4	Котельная № 4	4259,906	3240,060
5	Котельная № 6	2461,102	2461,102
6	Котельная № 7	273,834	273,834
7	Котельная № 8	14751,47	12092,090
8	Котельная № 9	1970,542	1560,095
9	Котельная № 10	686,287	686,287
10	Котельная № 11	224,549	171,366
11	Котельная № 13	666,53	666,530
12	Котельная № 14	1280,071	1280,071
13	Котельная № 15	648,145	648,145
14	Котельная № 16	2658,667	2658,667
15	Котельная № 17	398,255	398,255
16	Котельная № 20	420,91	420,910
17	Котельная № 21	584,07	584,070
18	Котельная № 22	2790,687	2148,934
19	Котельная № 23	10649,791	8315,562
ИТОГО ЕТО №1		266204,130	215134,904
ЕТО №2			
20	Котельная №1	81468,03	65172,939
21	Котельная №2	81954,68	64375,720
22	Котельная №3	41356,49	34350,330
ИТОГО по ЕТО №2		204779,2	163898,9886
ЕТО №7			
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	1534,466	1266,667
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	7913,994	6533,070
ИТОГО по ЕТО №7		9448,460	7799,737
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)			
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	64099,000	43916,000
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	4634,200	4234,900
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2718,238	2140,852

№ п/п	Наименование теплоисточника	Потребление тепловой энергии за год, Гкал	Потребление за отопительный период, Гкал
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	3502,000	2868,000
ИТОГО по прочим ЕТО		74953,438	53159,752
ИТОГО по муниципальному образованию		555385,228	439993,382

Таблица 5.7 - Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления за базовый период актуализации

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал	Потребление за отопительный период, Гкал
Планировочные районы		
г. Анапа	541004,807	427295,729
пос. Виноградный	3306,812	3306,812
пос. Джигинка	1280,071	1280,071
пос. Суворов-Черкесский	224,549	171,3663421
пос. Сукко	2790,687	2148,934387
с. Варваровка	2718,238	2140,852
с. Гай-Кодзор	584,07	584,07
с. Су-Псех	420,91	420,91
ст-ца Благовещенская	686,287	686,287
хут. Воскресенский	1970,542	1560,095436
хут. Нижняя Гостагайка	398,255	398,255
ИТОГО по районам	555385,228	439993,382

5.6 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение утверждены Приказом Департамента цен и тарифов Краснодарского края от 31 августа 2012 г. № 2/2012-нп «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг в Краснодарском крае» и приведены в таблицах ниже.

Таблица 5.8 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление

Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
городские округа: город-курорт Сочи Краснодарского края, Сириус Краснодарского края, Геленджик, Новороссийск, Анапа; Туапсинский муниципальный округ			
этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,0185	0,0185	0,0185
2	0,0185	0,0185	0,0185
3 - 4	0,0185	0,0185	0,0185
5 - 9	0,0154	0,0154	0,0154
10	0,0136	0,0136	0,0136
11	0,0136	0,0136	0,0136
12	0,0136	0,0136	0,0136
13	0,0136	0,0136	0,0136
14	0,0136	0,0136	0,0136
15	0,0136	0,0136	0,0136
16 и более	0,0136	0,0136	0,0136
этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,0185	0,0185	0,0185
2	0,0185	0,0185	0,0185
3 - 4	0,0185	0,0185	0,0185
5 - 9	0,0154	0,0154	0,0154
10	0,0136	0,0136	0,0136
11	0,0136	0,0136	0,0136
12 и более	0,0136	0,0136	0,0136

Таблица 5.9 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение

№ п/п	Степень благоустройства жилищного фонда	Норматив потребления горячего водоснабжения в жилых помещениях (куб. метр в месяц на 1 человека)
1.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	2,65
2.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	2,65
3.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	2,65

№ п/п	Степень благоустройства жилищного фонда	Норматив потребления горячего водоснабжения в жилых помещениях (куб. метр в месяц на 1 человека)
4.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	2,65
5.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,65
6.	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	2,65

Таблица 5.10 - Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению

№ п/ п	Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	Ед. изм.	Централизованная система горячего водоснабжения		Нецентрализованная система горячего водоснабжения	
			С наружной сетью горячего водоснабжения	Без наружной сети горячего водоснабжения	С наружной сетью горячего водоснабжения	Без наружной сети горячего водоснабжения
1	С изолированными стояками:					
1.1	с полотенцесушителями	Гкал на подогрев 1 куб. метра холодной воды	0,061	0,059		2,65
1.2	без полотенцесушителей		0,056	0,054		2,65
2	С неизолированными стояками					
2.1	с полотенцесушителями	Гкал на подогрев 1 куб. метра холодной воды	0,066	0,064	0,066	0,064
2.2	без полотенцесушителей		0,061	0,059	0,061	0,059

5.7 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Методология определения и величины расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей представлены в разделе 5.3.

В таблице ниже представлено сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности конечных потребителей, по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Значение 44,4% по зоне теплоисточника означает наступление одного из следующих случаев:

1) Источник не оборудован приборами учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, показания потребления топлива не предоставлены;

- 2) Предоставленные данные о фактическом посуточном теплоотпуске недостоверны;
- 3) Данные о фактическом посуточном теплоотпуске не предоставлены, построение регрессии невозможно.

Таблица 5.11 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС _{ср}), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
ЕТО №1				
1	Котельная № 1	37,35	15,54	41,61%
2	Котельная № 2	28,47	12,48	43,84%
3	Котельная № 3	88,34	38,3	43,36%
4	Котельная № 4	2,76	1,31	47,46%
5	Котельная № 6	3,84	1,83	47,66%
6	Котельная № 7	0,25	0,14	56,00%
7	Котельная № 8	13,36	7,21	53,97%
8	Котельная № 9	1,07	0,54	50,47%
9	Котельная № 10	0,34	0,34	100,00%
10	Котельная № 11	0,27	0,13	48,15%
11	Котельная № 13	0,42	0,19	45,24%
12	Котельная № 14	0,8	0,57	71,25%
13	Котельная № 15	0,37	0,16	43,24%
14	Котельная № 16	1,47	0,79	53,74%
15	Котельная № 17	0,19	0,08	42,11%
16	Котельная № 20	0,26	0,19	73,08%
17	Котельная № 21	0,38	0,25	65,79%
18	Котельная № 22	1,58	0,7	44,30%
19	Котельная № 23	6,22	2,67	42,93%
ИТОГО ЕТО №1		187,74	83,42	44,43%
ЕТО №2				
20	Котельная №1	34,91	14,48	41,47%
21	Котельная №2	68,44	28,42	41,52%
22	Котельная №3	25,75	11,45	44,47%
ИТОГО по ЕТО №2		129,10	54,35	42,10%
ЕТО №7				
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	2,62	1,16	44,27%
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	3,23	1,44	44,58%
ИТОГО по ЕТО №7		5,85	2,60	44,44%
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)				
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	39,21	24,30	61,97%
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	5,20	2,31	44,42%
27	Котельная ООО «СтройСервис»	2,09	0,93	44,50%
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	2,67	1,19	44,57%
ИТОГО по прочим ЕТО		49,17	28,73	58,43%
ИТОГО по муниципальному образованию		371,86	169,10	45,47%

6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за базовый период

По сравнению с базовым проектом Схемы теплоснабжения, балансы тепловой мощности скорректированы следующим образом:

- 1) Уточнен перечень источников тепловой энергии, которые эксплуатируются на территории города, по состоянию на 01.01.2026 г.;
- 2) Расчетные нагрузки на коллекторах и потребителей тепловой энергии определены в соответствии с Приложением 14 МУ.

6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы тепловой мощности представлены в таблице ниже. При дальнейших актуализациях проекта рекомендуется сохранять единство приводимой информации и проводить анализ ретроспективных показателей.

Таблица 6.1 - Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе котельных в зоне деятельности ЕТО, Гкал/ч (таблица П15.3 МУ)

№ п/п	Наименование показателя	2025
ЕТО №1		
Котельная № 1, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	21,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	21,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,42
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,46
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	37,35
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	17,00
8	отопление	10,93
9	вентиляция	0,71
10	горячее водоснабжение	3,90
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-17,81
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	3,58
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	13,58
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	11,45
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	79,38

№ п/п	Наименование показателя	2025
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20
Котельная № 2, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	24,90
2	Располагаемая тепловая мощность станции	24,90
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,38
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,91
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	28,47
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	16,40
8	отопление	9,51
9	вентиляция	0,14
10	горячее водоснабжение	2,84
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-7,48
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	8,12
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	16,22
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	11,85
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	68,18
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,18
Котельная № 3, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	60,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	60,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	4,80
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	88,34
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	43,10
8	отопление	26,59
9	вентиляция	0,95
10	горячее водоснабжение	10,76
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-33,14
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	15,90
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	39,00
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	28,26
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	163,27
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,24
Котельная № 4, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,60
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,60
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,03
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,76

№ п/п	Наименование показателя	2025
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,35
8	отопление	0,84
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,48
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,19
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,22
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,92
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,76
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,33
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,21
Котельная № 6, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,50
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,50
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,04
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,12
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,84
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,94
8	отопление	1,83
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,55
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,52
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,96
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,70
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	31,53
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,06
Котельная № 7, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,48
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,48
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,25
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,14
8	отопление	0,11
9	вентиляция	0,03
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,23
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,34
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,24

№ п/п	Наименование показателя	2025
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,12
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,05
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Котельная № 8, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,06
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,06
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,16
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,13
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	13,36
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	7,33
8	отопление	5,20
9	вентиляция	0,38
10	горячее водоснабжение	1,63
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-3,43
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,57
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,31
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	4,99
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	22,49
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,32
Котельная № 9, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	1,38
2	Располагаемая тепловая мощность станции	1,38
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,07
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,57
8	отопление	0,37
9	вентиляция	0,02
10	горячее водоснабжение	0,15
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,28
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,80
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,68
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,36
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	3,68
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,15
Котельная № 10, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,84
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,84
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,08

№ п/п	Наименование показателя	2025
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,34
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,42
8	отопление	0,34
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,41
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,41
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,41
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,37
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,11
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,06
Котельная № 11, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,58
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,58
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,27
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,16
8	отопление	0,09
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,05
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,28
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,42
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,29
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,09
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,90
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Котельная № 13, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,47
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,47
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,42
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,23
8	отопление	0,19
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,01
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,24

№ п/п	Наименование показателя	2025
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,21
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,20
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	4,27
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,04
Котельная № 14, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,88
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,88
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,15
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,80
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,72
8	отопление	0,57
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,07
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,14
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,34
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,63
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	12,17
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,05
Котельная № 15, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,37
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,37
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,04
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,37
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,20
8	отопление	0,16
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,03
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,17
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,16
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,18
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	6,52
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,03
Котельная № 16, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,58
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,58

№ п/п	Наименование показателя	2025
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,47
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,79
8	отопление	0,79
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,11
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,78
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,27
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,69
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	20,89
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,04
Котельная № 17, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,37
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,37
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,02
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,19
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,10
8	отопление	0,08
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,16
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,27
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,16
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,09
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,92
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,03
Котельная № 20, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,43
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,43
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,26
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,19
8	отопление	0,19
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00

№ п/п	Наименование показателя	2025
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,17
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,23
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,22
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,17
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	2,61
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Котельная № 21, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	0,34
2	Располагаемая тепловая мощность станции	0,34
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,38
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,25
8	отопление	0,25
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,04
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,09
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	0,17
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,22
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	1,90
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,13
Котельная № 22, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,22
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,22
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,16
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	1,58
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,86
8	отопление	0,47
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,24
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,48
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,34
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,30
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,54
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	11,46
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,06
Котельная № 23, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»		

№ п/п	Наименование показателя	2025
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	10,06
2	Располагаемая тепловая мощность станции	10,06
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,06
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,24
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	6,22
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,91
8	отопление	1,84
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,83
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,60
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	7,09
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,41
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,82
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	10,42
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26
ИТОГО ЕТО №1		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	144,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	144,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	11,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	188,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	95,00
8	отопление	60,00
9	вентиляция	2,00
10	горячее водоснабжение	21,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-55,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	47,00
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	88,00
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	64,00
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	458,00
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,18
ЕТО №2		
Котельная №1, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	26,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	26,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,50
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	34,91
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	15,98

№ п/п	Наименование показателя	2025
8	отопление	10,63
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	3,85
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-10,42
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	10,01
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	19,49
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	12,856
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	120,05
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,13
Котельная №2, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	90,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	90,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,01
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	4,27
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	68,44
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	32,60
8	отопление	19,92
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	8,49
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	17,28
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	57,39
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	59,99
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	26,218
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	151,68
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,196
Котельная №3, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	24,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	24,20
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,94
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	25,75
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	12,37
8	отопление	9,09
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	2,36
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-2,49
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	11,83
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	17,70
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	9,945

№ п/п	Наименование показателя	2025
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	57,07
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,21
ИТОГО по ЕТО №2		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	140,20
2	Располагаемая тепловая мощность станции	140,20
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,02
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	6,71
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	129,10
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	60,95
8	отопление	39,64
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	14,70
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,37
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	79,23
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	97,18
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	49,02
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	328,80
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,185
ЕТО №7		
Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс», эксплуатирующая организация - ООО «Анапатеплоресурс», ЕТО №7 - ООО «Анапатеплоресурс»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,24
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,24
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,26
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,62
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,42
8	отопление	0,82
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,34
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-0,64
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,81
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1,68
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,95
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	17,36
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс», эксплуатирующая организация - ООО «Анапатеплоресурс», ЕТО №7 - ООО «Анапатеплоресурс»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	6,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00

№ п/п	Наименование показателя	2025
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,32
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	3,23
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,76
8	отопление	1,07
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,37
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,44
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,24
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,50
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,21
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	21,45
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
ИТОГО по ЕТО №7		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	8,24
2	Располагаемая тепловая мощность станции	8,24
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,58
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,85
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,18
8	отопление	1,89
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,71
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,80
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	5,05
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,18
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	2,16
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	38,81
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)		
Котельная АО «Краснодартеплосеть», эксплуатирующая организация - АО «Краснодартеплосеть», ЕТО №3 - АО «Краснодартеплосеть»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	40,64
2	Располагаемая тепловая мощность станции	40,64
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,11
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,65
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	40,04
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	24,29

№ п/п	Наименование показателя	2025
8	отопление	21,26
9	вентиляция	0,49
10	горячее водоснабжение	2,54
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-1,16
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	14,59
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	30,53
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	20,46
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	85,55
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,28
Котельная АО «Аэропорт Анапа», эксплуатирующая организация - АО «Аэропорт Анапа», ЕТО №4 - АО «Аэропорт Анапа»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	9,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	9,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,06
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,52
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,20
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	2,83
8	отопление	1,61
9	вентиляция	0,50
10	горячее водоснабжение	0,19
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,58
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	6,41
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	6,23
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	2,30
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	25,97
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,09
Котельная ООО «СтройСервис», эксплуатирующая организация - ООО «ТТР», ЕТО №9 - ООО «ТТР»		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	2,93
2	Располагаемая тепловая мощность станции	2,93
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,21
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,09
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,14
8	отопление	0,66
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,27
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,63
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,77

№ п/п	Наименование показателя	2025
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,17
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	0,76
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	13,72
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России, эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России, ЕТО №8 - ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,45
2	Располагаемая тепловая мощность станции	6,45
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,03
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,27
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	2,67
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	1,45
8	отопление	0,92
9	вентиляция	0,00
10	горячее водоснабжение	0,27
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	3,51
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,96
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	4,27
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	1,03
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	17,70
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07
ИТОГО по прочим ЕТО		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	59,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции	59,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	49,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	31,00
8	отопление	24,00
9	вентиляция	1,00
10	горячее водоснабжение	3,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	8,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	28,00
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	43,00
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	25,00
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	143,00
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,20
ИТОГО по всем существующим системам теплоснабжения		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	352,00

№ п/п	Наименование показателя	2025
2	Располагаемая тепловая мощность станции	352,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	21,00
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	374,00
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	190,00
8	отопление	126,00
9	вентиляция	3,00
10	горячее водоснабжение	40,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-43,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	159,00
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	234,00
14	Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	132,00
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	969,00
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,18

6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии

Величина резервов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице ниже.

По расчетной нагрузке дефициты не выявлены.

Дефициты при выводе наиболее мощного агрегата (по состоянию на базовый период актуализации, с учетом расчетной нагрузки), выявлены на следующих теплоисточниках:

- 1) Котельная №8 АО «Теплоэнерго» (16%);
- 2) Котельная №14 АО «Теплоэнерго» (83%);
- 3) Котельная №15 АО «Теплоэнерго» (10%);
- 4) Котельная №21 АО «Теплоэнерго» (31%)

Дефициты по договорной нагрузке выявлены по большинству источников тепловой энергии.

Таблица 6.2 - Резервы/ дефициты тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии в ретроспективном периоде

Теплоисточник	Направление анализа	Ед. изм.	2025
1. Котельная № 1, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-17,81
		%	-87%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	3,58
		%	17%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,13
		%	16%
2. Котельная № 2, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-7,48
		%	-31%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	8,12
		%	33%
	при аварийном выводе самого мощного	Гкал/ч	4,37

Теплоисточник	Направление анализа	Ед. изм.	2025
	котла/турбоагрегата	%	27%
3. Котельная № 3, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-33,14
		%	-56%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	15,9
		%	27%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	10,74
		%	28%
4. Котельная № 4, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-0,19
		%	-7%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	1,22
		%	48%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,16
		%	60%
5. Котельная № 6, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,55
		%	12%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	2,52
		%	56%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,26
		%	43%
6. Котельная № 7, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,23
		%	49%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,34
		%	71%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,11
		%	48%
7. Котельная № 8, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-3,43
		%	-35%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	2,57
		%	26%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	-0,68
		%	-16%
8. Котельная № 9, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,28
		%	21%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,8
		%	59%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,32
		%	47%
9. Котельная № 10, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,41
		%	50%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,41
		%	49%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,04
		%	10%
10. Котельная № 11, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,28
		%	49%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,42
		%	73%

Теплоисточник	Направление анализа	Ед. изм.	2025
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,19
		%	67%
11. Котельная № 13, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,01
		%	2%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,24
		%	51%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,01
		%	4%
12. Котельная № 14, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-0,07
		%	-8%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,14
		%	17%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	-0,29
		%	-83%
13. Котельная № 15, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-0,03
		%	-9%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,17
		%	46%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	-0,02
		%	-10%
14. Котельная № 16, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	1,11
		%	43%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	1,78
		%	69%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,59
		%	46%
15. Котельная № 17, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,16
		%	44%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,27
		%	72%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,07
		%	44%
16. Котельная № 20, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,17
		%	40%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,23
		%	54%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,05
		%	23%
17. Котельная № 21, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-0,04
		%	-11%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,09
		%	26%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	-0,05
		%	-31%
18. Котельная № 22, эксплуатирующая организация - АО	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,48
		%	22%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	1,34

Теплоисточник	Направление анализа	Ед. изм.	2025
«Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	%	61%
		Гкал/ч	0,76
		%	58%
19. Котельная № 23, эксплуатирующая организация - АО «Теплоэнерго», ЕТО №1 - АО «Теплоэнерго»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	3,6
		%	36%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	7,09
		%	71%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,59
		%	59%
20. Котельная №1, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-10,42
		%	-40%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	10,01
		%	39%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	6,63
		%	34%
21. Котельная №2, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	17,28
		%	19%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	57,39
		%	64%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	33,77
		%	56%
22. Котельная №3, эксплуатирующая организация - ООО «Тепловик», ЕТО №2 - ООО «Тепловик»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-2,49
		%	-10%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	11,83
		%	49%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	7,75
		%	44%
23. Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс», эксплуатирующая организация - ООО «Анапатеплоресурс», ЕТО №7 - ООО «Анапатеплоресурс»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-0,64
		%	-29%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,81
		%	36%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,73
		%	44%
24. Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс», эксплуатирующая организация - ООО «Анапатеплоресурс», ЕТО №7 - ООО «Анапатеплоресурс»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	2,44
		%	41%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	4,24
		%	71%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,29
		%	73%
25. Котельная АО «Краснодартеплосеть», эксплуатирующая организация - АО «Краснодартеплосеть», ЕТО №3 - АО «Краснодартеплосеть»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	-1,16
		%	-3%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	14,59
		%	36%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	10,07
		%	33%
26. Котельная АО «Аэропорт Анапа», эксплуатирующая	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	3,58
		%	39%

Теплоисточник	Направление анализа	Ед. изм.	2025
организация - АО «Аэропорт Анапа», ЕТО №4 - АО «Аэропорт Анапа»	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	6,41
		%	69%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,93
		%	63%
27. Котельная ООО «СтройСервис», эксплуатирующая организация - ООО «ТТР», ЕТО №9 - ООО «ТТР»	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	0,63
		%	22%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	1,77
		%	61%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,42
		%	65%
28. Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России, эксплуатирующая организация - ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России, ЕТО №8 - ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	по договорной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	3,51
		%	55%
	по расчетной нагрузке (с учетом ГВС _{ср})	Гкал/ч	4,96
		%	77%
	при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,23
		%	76%

6.4. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчетный комплекс Zulu Thermo 2021. При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок. При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допустимого рабочего давления в местных системах.

2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).

4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).

5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

7. В летний период давление в подающей и обратной магистрали принимают больше статического давления в системе ГВС.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения гидравлических расчетов для различных сценариев развития систем теплоснабжения муниципального образования. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики приведены в разделе 3.4 «Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей» обосновывающих материалов (том 2).

Из анализа пьезометрических графиков (см. п. 3.8) следует вывод, что существующие системы теплоснабжения, напоры и расходы теплоносителя в тепловых сетях от источников тепла до потребителей способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. В целом гидравлические режимы тепловых сетей, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, можно охарактеризовать как удовлетворительные. Дефициты по пропускной способности тепловых сетей отсутствуют, а резервы по пропускной способности достаточны для удовлетворения текущих потребностей МО город-курорт Анапа.

6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефициты выявлены только с учетом моделирования отключения наибольшей единицы теплопроизводящего оборудования. Такая проблема может быть связана с ошибками в подборе оборудования, допущенными на этапе проектирования.

В разделе 6.3 приведен перечень систем теплоснабжения, для которых зафиксирован дефицит тепловой мощности при выводе наиболее мощного котла. Данные дефициты имеют теоретическую направленность, т.к. для возникновения реальных негативных последствий должны выполняться одновременно следующие условия:

- 1) Стояние расчетных температур наружного воздуха в течение нескольких суток (телопотребление является динамической моделью, а не статической + здания имеют коэффициенты тепловой аккумуляции);
- 2) Отключение именно самого мощного котла и невозможность устранения дефекта в кратчайшие сроки;
- 3) Изменение нагрузок в точности по регрессии (данный режим редко выдерживается в системах централизованного теплоснабжения, т.к. при наступлении температур наружного воздуха менее -5°C «форточное» регулирование теплопотребления прекращается.

Поскольку число часов стояния расчетной температуры наружного воздуха за последние три года не превышало 24 часов, и отказов теплоэнергетики оборудования в такие периоды не зафиксировано, следует констатировать отсутствие негативных последствий на качество теплоснабжения потребителей.

6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Выявленные дефициты тепловой мощности при отключении наиболее мощного котла имеют преимущественно теоретическую направленность. Возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности невозможна ввиду отсутствия резервов пропускной способности трубопроводов тепловых сетей.

7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию за базовый период

Изменения в балансах водоподготовительных установок, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения МО город-курорт Анапа, не зафиксированы.

7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Теплоноситель в системе теплоснабжения источников тепла города, как и в каждой системе теплоснабжения с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения (открытых систем), предназначен для передачи теплоты на нужды систем отопления и вентиляции и для обеспечения горячего водоснабжения потребителей.

Количество теплоносителя, использованное на горячее водоснабжение потребителей и на утечки теплоносителя, восполняется подпиткой тепловой сети.

В состав теплоносителя, используемого для подпитки тепловой сети, входит:

- теплоноситель для обеспечения спроса на горячее водоснабжение потребителей;
- теплоноситель для компенсации утечек в тепловых сетях и абонентских установках потребителей;
- теплоноситель для компенсации утечек при технологических испытаниях и ремонтах на тепловых сетях, связанных с его дренированием на момент производства работ.

Обеспечение бесперебойной работы водоподготовительной установки (ВПУ) обеспечивается автоматизацией систем работы ВПУ, а также дублированием сигнализацией аварийных режимов с выводом на центральный щит управления химводоочистки (ХВО) аварийных сигналов о нарушениях в процессе работы установки (качества обработанной воды, уровня в промежуточных баках), потери напряжения на щите, а также сигналов, предусмотренных инструкцией по противопожарной безопасности.

Система химводоподготовки приводит жидкость в соответствие всем современным требованиям и стандартам. На первом этапе происходит умягчение подогретой неочищенной воды. Установка химводоподготовки добавляет в нее флокулянты, коагулянты, а также осадительные реагенты. Следующим этапом является осветление. Данный этап происходит в отстойниках-осветлителях. Третьим этапом заканчивается очистка через фильтры.

Расчетные расходы теплоносителя (воды) определяются в зависимости от назначения тепловой сети, вида системы теплоснабжения (открытая или закрытая) принимаемого графика температур, а также схемы включения подогревателей горячего водоснабжения при закрытых системах теплоснабжения.

Расчетный расход сетевой воды для определения диаметров труб в водяных тепловых сетях при качественном регулировании отпуска теплоты определяются отдельно для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Фактические значения расхода сетевой воды определяется по установленным приборам учета, либо расчетным методом.

Расчет производительности водоподготовительных установок котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СП 124.13330.2012.

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно п. 6.16 СП 124.13330.2012 Актуализированной версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

— в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

— в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах».

— для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения, при наличии баков аккумуляторов, по расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков аккумуляторов по максимальному расходу воды на горячее водоснабжении. В обоих случаях плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий;

$$G_{\text{nod}} = 1,2 G_{\text{ГВСср}} + 0,0075 (V_{\text{мс}} + V_{\text{от}} + V_{\text{вент}} + V_{\text{ГВС}}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где:

$V_{\text{мс}}$, $V_{\text{от}}$, $V_{\text{вент}}$, $V_{\text{ГВС}}$ - объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003 г.:

• Емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины согласно п. 4.1.9. по формуле:

$$V_{\text{мс}} = \sum_{i=1}^n v_{\text{di}} l_{\text{di}}$$

где:

v_{di} - удельный объем i-го участка трубопроводов определенного диаметра, $\text{м}^3/\text{км}$;

l_{di} - длина i-го участка трубопроводов, км.

• Емкость систем теплопотребления зависит от их вида и определяется согласно п. 4.1.10. по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0\max}$$

где:

$Q_{0\max}$ – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч;

v – удельный объем системы теплопотребления, м³ч/Гкал;

n – количество систем теплопотребления, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплопотребления (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м³ч/Гкал. Ёмкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при $v = 6 \text{ м}^3\text{ч/Гкал}$ средней часовой тепловой нагрузки.

В соответствии с СП 124.13330.2012 Актуализированной версией СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

«При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт – открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой.

К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплосети после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребителей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Расчетные потери сетевой воды связанные, с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования, определяются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей. Неизбежные потери при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Ввиду отсутствия в теплоснабжающих организациях учета фактических потерь сетевой воды, сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя источников тепловой энергии не выполнялся.

Структура балансов производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети котельных МО город-курорт Анапа согласно СП 124.13330.2012 приведены в таблице ниже.

Таблица 1.7.1 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети

№ п/п	Наименование котельной (адрес)	Период эксплуатации	Производительность ВПУ	Средневзвешенный срок службы	Располагаемая производительность ВПУ	Потери располагаемой производительности	Собственные нужды	Количество баков- аккумуляторов теплоносителя	Емкость баков аккумуляторов	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	нормативные утечки теплоносителя	Сверхнормативные утечки теплоносителя	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Доля резерва
		Год	т/ч	лет	т/ч	%	т/ч	шт.	тыс. м ³	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	%
1	Котельная № 1, г. Анапа, ул. Парковая, д. 58 А	1972	70	53	70	0%	1,4	0	0	0,645	0,645	0	0	6,38	51,01	67,96	97,08%
2	Котельная № 2, г. Анапа, ул. Терская, д. 91	1973	34,4	52	34,4	0%	0,688	2	0,025	0,634	0,634	0	0	6,27	50,16	33,08	96,16%
3	Котельная № 3, г. Анапа, ул. Владимирская, д. 101 Г	1988	34,4	37	34,4	0%	0,688	0	0	1,430	1,430	0	0	14,15	113,17	32,28	93,84%
4	Котельная № 4, г. Анапа, ул. Родниковая, д. 6	1988	1	37	1	0%	0,02	0	0	0,048	0,048	0	0	0,47	3,78	0,93	93,22%
5	Котельная № 6, г. Анапа, ул. Терская, д. 175	1972	0	-	0	-	0	0	0	-	-	0	0	-	-	-	-
6	Котельная № 7, г. Анапа, ул. Трудящихся, д. 1	1972	0,5	53	0,5	0%	0,01	0	0	0,005	0,005	0	0	0,05	0,39	0,49	97,00%
7	Котельная № 8, г. Анапа, ул. Черноморская, д. 26 В	2008	0	-	0	-	0	0	0	-	-	0	0	-	-	-	-
8	Котельная № 9, хут. Воскресенский, ул. Ольховская, д. 14	1996	1	29	1	0%	0,02	0	0	0,016	0,016	0	0	0,16	1,30	0,96	96,36%
9	Котельная № 10, ст-ца Благовещенская, ул. Слесова, д. 73 Б	1971	1	54	1	0%	0,02	0	0	0,009	0,009	0	0	0,09	0,70	0,97	97,12%
10	Котельная № 11, пос. Суворов-Черкесский, ул. Пушкина, д. 2	1975	0	-	0	-	0	0	0	-	-	0	0	-	-	-	-
11	Котельная № 13, г. Анапа, мкр-н Алексеевка, ул. Северная, д. 90	2009	1	16	1	0%	0,02	0	0	0,008	0,008	0	0	0,08	0,67	0,97	97,16%
12	Котельная № 14, пос. Джигинка, ул. Центральная, д. 5 В	2009	1	16	1	0%	0,02	0	0	0,019	0,019	0	0	0,19	1,52	0,96	96,09%
13	Котельная № 15, пос. Виноградный, пер. Южный, д. 16	2009	1	16	1	0%	0,02	0	0	0,006	0,006	0	0	0,06	0,51	0,97	97,35%
14	Котельная № 16, пос. Виноградный, ул. Горького, д. 21 В	2010	1	15	1	0%	0,02	0	0	0,037	0,037	0	0	0,37	2,93	0,94	94,30%
15	Котельная № 17, хут. Нижняя Гостагайка, ул. Привокзальная, д. 6	2009	1	16	1	0%	0,02	0	0	0,004	0,004	0	0	0,04	0,35	0,98	97,56%
16	Котельная № 20, с. Су-Псех, пер. Парковый, д. 20	2006	1	19	1	0%	0,02	0	0	0,008	0,008	0	0	0,08	0,63	0,97	97,20%
17	Котельная № 21, с. Гай-Кодзор, ул. Дружбы, д. 50	2006	1	19	1	0%	0,02	0	0	0,008	0,008	0	0	0,08	0,60	0,97	97,24%
18	Котельная № 22, пос. Сукко, ул. Желаная, д. 10	2019	3	6	3	0%	0,06	0	0	0,023	0,023	0	0	0,23	1,85	2,92	97,22%
19	Котельная № 23, г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	2007	5	18	5	0%	0,1	0	0	2,917	0,040	0	2,876	0,40	3,20	1,98	39,66%
20	Котельная № 1 ООО «Тепловик», с. Витязево, ул. Горького, д. 87	1974	15	51	15	0%	0,3	2	0,4	0,458	0,458	0	0	4,54	36,29	14,24	94,94%
21	Котельная № 2 ООО "Тепловик", г. Анапа, Пионерский пр-т, д. 32 Б	1989	15	36	15	0%	0,3	2	0,15	0,728	0,728	0	0	7,21	57,66	13,97	93,14%
22	Котельная № 3 ООО "Тепловик", г. Анапа, ул. Калинина, д. 4	1975	13	50	13	0%	0,26	2	0,3	0,378	0,378	0	0	3,74	29,91	12,36	95,09%
23	Котельная № 23, г. Анапа, Супсехское ш., д. 48	2015	20	10	20	0%	0,4	1	5	0,804	0,804	0	0	7,96	63,67	18,80	93,98%
24	Котельная ОАО «Аэропорт Анапа», г. Анапа-7	2018	12	7	12	0%	1,1	2	1	0,104	0,104	0	0	1,03	8,22	10,82	90,13%
25	Котельная ООО "СтройСервис", с. Варваровка, ул. Калинина, д. 150	2019	1	6	1	0%	0,02	0	0	0,023	0,023	0	0	0,23	1,81	0,96	95,72%
26	Котельная № 1 ООО «АнапаТеплоресурс», ул. Мирная	2023	1	2	1	0%	0,02	0	0	0,004	0,004	0	0	0,04	0,35	0,98	97,56%
27	Котельная № 2 ООО «АнапаТеплоресурс», ул. Мирная	2023	1	2	1	0%	0,02	0	0	0,008	0,008	0	0	0,08	0,63	0,97	97,20%

На основании данных, полученных по работе ВПУ, можно сделать вывод о том, что на котельных имеется резерв мощности работы ВПУ - 219,5 т/ч (94,1 %), который позволит обеспечить бесперебойную подпитку в момент аварийных ситуаций, возникающих на объектах теплосети.

Повреждения поверхностей нагрева теплообменного оборудования по причине нарушения водно-химического режима за базовый период отсутствуют. На основании данных, полученных по работе ВПУ, можно сделать вывод о том, что ограничения по мощности работы ВПУ на котельных отсутствуют. Существующая мощность ВПУ котельных позволит обеспечить бесперебойную подпитку в момент аварийных ситуаций, возникающих на объектах теплосети.

7.3. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой. При возникновении аварийной ситуации в системе теплоснабжения возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между трубопроводами или за счет использования существующих баков аккумуляторов.

В силу сложившейся, преимущественно радиальной схеме исполнения тепловых сетей, аварийные ситуации на магистральных участках тепловых сетей ведут к остановке источника (отключению неисправного участка и следующих за ним участков тепловой сети). Аварии на внутриквартальных распределительных тепловых сетях не приводят к критичным потерям теплоносителя, по причине малых диаметров внутриквартальных тепловых сетей, а аварийная подпитка при этом может осуществляться неподготовленной (водопроводной) водой, при аварийной подпитке более производительности системы ХВО. В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (п.6.22) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Балансы водоподготовительных установок для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются.

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показаны в п/п 1.7.1.

Сравнение объемов аварийной подпитки с объемом тепловых сетей поселения позволяет сделать вывод о достаточности существующих мощностей ВПУ и баков-аккумуляторов, которые обеспечивают аварийную подпитку. Дополнительные мероприятия по повышению объемов аварийной подпитки не требуются.

8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период

Изменения объемных показателей потребления основного топлива за 2025 г. связаны с неравномерностью температуры наружного воздуха в отопительный период и прочими климатическими характеристиками.

В базовом периоде разработки котельная АО «Аэропорт Анапа» переведена на сжигание природного газа.

8.2. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива, используемым котельными, является природный газ.

Виды основного, резервного топлива, используемые на источниках тепловой энергии по состоянию на начало 2025 г., представлены в таблице ниже.

Таблица 7.1 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	
		основной	резервный / аварийный
ЕТО №1			
1	Котельная № 1	природный газ	мазут
2	Котельная № 2	природный газ	отсутствует
3	Котельная № 3	природный газ	мазут (резервное топливное хозяйство в эксплуатацию не вводилось, в настоящее время находится в нерабочем состоянии и частично демонтировано)
4	Котельная № 4	природный газ	отсутствует
5	Котельная № 6	природный газ	отсутствует
6	Котельная № 7	природный газ	отсутствует
7	Котельная № 8	природный газ	отсутствует
8	Котельная № 9	природный газ	отсутствует
9	Котельная № 10	природный газ	отсутствует
10	Котельная № 11	природный газ	отсутствует
11	Котельная № 13	дизельное топливо	отсутствует
12	Котельная № 14	природный газ	отсутствует
13	Котельная № 15	дизельное топливо	отсутствует
14	Котельная № 16	природный газ	дизельное топливо
15	Котельная № 17	дизельное топливо	отсутствует
16	Котельная № 20	природный газ	отсутствует
17	Котельная № 21	природный газ	отсутствует
18	Котельная № 22	сжиженный газ	отсутствует
19	Котельная № 23	природный газ	отсутствует
ЕТО №2			
20	Котельная №1	природный газ	мазут
21	Котельная №2	природный газ	мазут
22	Котельная №3	природный газ	мазут
ЕТО №7			
23	Котельная №1 ООО	природный газ	отсутствует

№ п/п	Наименование теплоисточника	Вид топлива	
		основной	резервный / аварийный
	«Анапатеплоресурс»		
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	природный газ	отсутствует
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)			
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	природный газ	дизельное топливо
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	природный газ	дизельное топливо
27	Котельная ООО «СтройСервис»	природный газ	отсутствует
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	природный газ	отсутствует

В таблице представлены топливные балансы по источникам теплоснабжения муниципального образования.

Таблица 7.2 - Топливный баланс системы теплоснабжения за базовый период актуализации

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расход условного топлива, т _{у,т}					Расход натурального топлива, тыс. м ³					Доля потребления условного топлива в структуре потребления муниципального образования, %	УРУТ на отпуск с коллекторов, кг _{у,т} /Гкал	УРУТ на выработку, кг _{у,т} /Гкал	Средняя теплотворная способность топлиа, ккал/кг
		всего	газ	сжиженный газ	дизельное топливо	печное топливо	всего	газ, тыс. м3	сжиженный газ, тн	дизельное топливо, тн	печное топливо, тн				
ЕТО №1															
1	Котельная № 1	8765,905	8765,905	0,000	0,000	0,000	7386,000	7337,155	0,000	0,000	0,000	12,19%	170,50	166,40	8322
2	Котельная № 2	7403,096	7403,096	0,000	0,000	0,000	6877,000	6195,059	0,000	0,000	0,000	10,30%	169,00	165,14	8319
3	Котельная № 3	21294,807	21294,807	0,000	0,000	0,000	17530,000	17821,184	0,000	0,000	0,000	29,62%	168,70	164,80	8323
4	Котельная № 4	720,893	720,893	0,000	0,000	0,000	597,000	602,686	0,000	0,000	0,000	1,00%	169,20	165,60	8329
5	Котельная № 6	408,279	408,279	0,000	0,000	0,000	551,000	343,324	0,000	0,000	0,000	0,57%	165,90	162,60	8280
6	Котельная № 7	53,763	53,763	0,000	0,000	0,000	45,000	45,216	0,000	0,000	0,000	0,07%	196,30	192,30	8294
7	Котельная № 8	2361,532	2361,532	0,000	0,000	0,000	2168,000	1985,999	0,000	0,000	0,000	3,29%	160,10	156,60	8292
8	Котельная № 9	313,076	313,076	0,000	0,000	0,000	275,000	261,462	0,000	0,000	0,000	0,44%	158,90	155,50	8334
9	Котельная № 10	130,295	130,295	0,000	0,000	0,000	107,000	109,461	0,000	0,000	0,000	0,18%	189,90	185,80	8296
10	Котельная № 11	41,174	41,174	0,000	0,000	0,000	32,000	34,625	0,000	0,000	0,000	0,06%	183,40	179,40	8285
11	Котельная № 13	109,285	109,285	0,000	100,000	8,000	75,000	0,000	0,000	75,369	0,000	0,15%	164,00	161,20	10150
12	Котельная № 14	204,516	204,516	0,000	0,000	0,000	166,000	171,781	0,000	0,000	0,000	0,28%	159,80	156,30	8292
13	Котельная № 15	106,887	106,887	0,000	100,000	8,000	75,000	0,000	0,000	73,715	0,000	0,15%	164,90	162,20	10150
14	Котельная № 16	424,707	424,707	0,000	0,000	0,000	342,000	356,731	0,000	0,000	0,000	0,59%	159,70	156,50	8295
15	Котельная № 17	66,098	66,098	0,000	59,000	7,000	45,000	0,000	0,000	45,585	0,000	0,09%	166,00	163,30	10150
16	Котельная № 20	68,292	68,292	0,000	0,000	0,000	60,000	57,352	0,000	0,000	0,000	0,10%	162,20	158,80	8291
17	Котельная № 21	92,506	92,506	0,000	0,000	0,000	83,000	77,695	0,000	0,000	0,000	0,13%	158,40	155,00	8291
18	Котельная № 22	444,878	444,878	407,000	0,000	0,000	257,000	0,000	281,365	0,000	0,000	0,62%	159,40	156,00	11068
19	Котельная № 23	1711,046	1711,046	0,000	0,000	0,000	1480,000	1431,743	0,000	0,000	0,000	2,38%	160,70	157,20	8342
ИТОГО ЕТО №1		44721,035	44721,035	407,000	259,000	23,000	38151,000	36831,473	281,365	194,669	0,000	62,21%	164,20	168,00	8348
ЕТО №2															
20	Котельная №1	13355,811	13355,811	0,000	0,000	0,000	11142,700	11142,700	0,000	0,000	0,000	18,58%	163,94	161,09	8348
21	Котельная №2	13445,400	13445,400	0,000	0,000	0,000	11217,440	11217,440	0,000	0,000	0,000	18,70%	164,06	160,45	8348
22	Котельная №3	6795,050	6795,050	0,000	0,000	0,000	5669,080	5669,080	0,000	0,000	0,000	9,45%	164,30	160,32	8348
ИТОГО по ЕТО №2		11198,754	11198,754	0,000	0,000	0,000	9343,073	9343,073	0	0	0	15,58%			8348
ЕТО №7															
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	1593,914	1593,914	0,000	0,000	0,000	1333,819	1333,819	0,000	0,000	0,000	2,22%	149,75	149,75	8100
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	1593,914	1593,914	0,000	0,000	0,000	1333,819	1333,819	0,000	0,000	0,000	2,22%	149,75	149,75	8100
ИТОГО по ЕТО №7		3187,827	3187,827	0,000	0,000	0,000	2667,638	2667,638	0	0	0	4,43%	149,75	149,75	8100
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)															
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	11021,000	11021,000	0,000	0,000	0,000	9270,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,33%	161,64	159,49	8322
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	712,639	712,639	0,000	0,000	0,000	530,000	91,000	0,000	439,000	0,000	0,99%	153,80	151,90	9832
27	Котельная ООО «СтройСервис»	425,215	425,215	0,000	0,000	0,000	291,243	291,243	0,000	0,000	0,000	0,59%	156,43	156,43	8100
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	616,000	616,000	0,000	0,000	0,000	533,000	533,000	0,000	0,000	0,000	0,86%	160,00	156,38	8100
ИТОГО по прочим ЕТО		12774,85	12774,85	0,00	0,00	0,00	10624,24	915,24	0,00	439,00	0,00	17,77%	158,79	160,91	8381
ИТОГО по муниципальному образованию		71882,470	71882,470	407,000	259,000	23,000	60785,954	49757,427	281,365	633,669	0,000	100%	165,17	161,81	8348

8.3. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Норматив создания запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного топлива (далее – ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Запасы резервного топлива в ретроспективном периоде на котельных представлены ниже.

Таблица 7.3 - Утвержденные нормативы ННЗТ, НЗВТ, НЭЗТ и ОНЗТ по котельным, тыс. тонн натурального топлива

Показатель	Вид топлива	2025
ЕТО №2		
Котельная №1		
ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,060
	дизельное топливо	-
НЗВТ – нормативный запас вспомогательного топлива	уголь	-
	мазут	0,000
	дизельное топливо	-
НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,000
	дизельное топливо	-
ОНЗТ – общий нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,060
	дизельное топливо	-
Котельная №2		
ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,105
	дизельное топливо	-
НЗВТ – нормативный запас вспомогательного топлива	уголь	-
	мазут	0
	дизельное топливо	-
НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива	уголь	-
	мазут	0
	дизельное топливо	-
ОНЗТ – общий нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,105
	дизельное топливо	-
Котельная №3		
ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,21
	дизельное топливо	-
НЗВТ – нормативный запас вспомогательного топлива	уголь	-
	мазут	0,00
	дизельное топливо	-
НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,00
	дизельное топливо	-
ОНЗТ – общий нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	0,21
	дизельное топливо	-
ЕТО №3		
Котельная АО «Краснодартеплосеть»		
ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	-

Показатель	Вид топлива	2025
	дизельное топливо	0,00298
НЗВТ – нормативный запас вспомогательного топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,00000
НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,00000
ОНЗТ – общий нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,00298
ЕТО №4		
Котельная АО «Аэропорт Анапа»		
ННЗТ – неснижаемый нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,0137
НЗВТ – нормативный запас вспомогательного топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,0000
НЭЗТ – нормативный эксплуатационный запас топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,0764
ОНЗТ – общий нормативный запас топлива	уголь	-
	мазут	-
	дизельное топливо	0,0901

8.4. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Источником газоснабжения населенных пунктов муниципального образования являются ГРС Джемете и ГРС Джигинка.

Давление газа на выходе:

- из ГРС Джемете - 0,6 МПа (6,0 кгс/см²);
- из ГРС Джигинка - 0,3 МПа (3,0 кгс/см²).

Подача природного газа потребителям населенных пунктов муниципального образования осуществляется по газопроводам высокого и среднего давления, запроектированным и построенным в соответствии со схемами газоснабжения населенных пунктов.

Магистральный транспорт природного газа в Краснодарском крае обеспечивают ООО «Газпром трансгаз Краснодар».

Из 52 населенных пунктов муниципального образования газифицировано 25 населенных пунктов. Средневзвешенный процент газификации составляет 81,3 %.

Подача природного газа потребителям производится по сетям газопровода общей протяженностью - 884,59 км. На территории муниципального образования ГРП - 112 шт.

Имеется некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса, никоим образом не влияющих на работу оборудования и не сказывающихся на экономических показателях.

Для 3 котельных АО «Теплоэнерго», использующих мазут и дизельное топливо, топливо доставляется автомобильным транспортом. Резервное топливо на котельные ООО «Тепловик» и АО «Аэропорт Анапа» также доставляется автомобильным транспортом, без задержек. Перебои в поставке топлива не ожидаются.

Случаев аварийного отключения газопроводов, подключенных к источникам тепловой энергии, за последние 15 лет не зафиксировано.

Критического снижения давления, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Для котельных АО «Теплоэнерго», ООО «Тепловик» и АО «Аэропорт Анапа» в зимний период мазут и дизельное топливо доставляется автомобильным транспортом своевременно и без задержек.

8.5. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках тепловой энергии не используются. Используемые виды топлива на источниках тепловой энергии транспортируются из других районов Краснодарского края, а также других регионов страны.

8.6. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В большинстве котельных МО город-курорт Анапа в качестве основного топлива используется природный газ с низшей теплотой сгорания, указанной в таблице 8.2. Уголь не используется.

8.7. Описание преобладающего вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городском округе

Основным видом топлива, используемым ТЭЦ и котельными, входящими в систему централизованного теплоснабжения, является *природный газ*. Принципиального отличия от общероссийской практики в этом нет – все современные мегаполисы для целей теплоснабжения используют газ в качестве основного топлива.

Суммарная доля прочих видов топлива, используемая котельными для производства тепловой энергии, не превышает 2%. С развитием инфраструктуры предполагается увеличение потребления природного газа населением и теплоснабжающими организациями.

8.8. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального образования

В рассматриваемый в схеме теплоснабжения период предлагается изменение топливного баланса согласно Генеральному плану развития муниципального образования. Планируется перевод части котельных на сжигание газа, строительство и присоединение к централизованному теплоснабжению новых источников и потребителей тепловой энергии и своевременное выполнение мероприятий по ремонту, модернизации и режимной наладке котельного оборудования. В рассматриваемый период изменение вида используемого основного топлива не планируется.

9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период

Изменения в надежности теплоснабжения систем теплоснабжения, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения не зафиксированы.

При разработке Схемы теплоснабжения уточнена статистика отказов на тепловых сетях. Формы предоставления результатов соответствуют МУ.

9.2. Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

- бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества;
- не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивоспособности и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование - один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающих введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения - разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допускаемых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения, следует определять по трем показателям (критериям):

- вероятность безотказной работы системы [P] - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$, более числа раз установленного нормативами;

- коэффициент готовности системы $[K_r]$ - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 2°C .

- живучесть системы [Ж] - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Вероятность безотказной работы [Р].

Вероятность безотказной работы [Р] для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов ω_{jP} .

$$P = e^{(-\omega_j P)};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов ω_{jE} и ω_{jP} , корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [Р] определяется по формуле:

$$P = e^{(-\omega)};$$

где ω - плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a * m * K_c * d^{0,208},$$

где а - эмпирический коэффициент.

При нормативном уровне безотказности $a = 0,00003$;

m - эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

K_c - коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать $K_c=1$. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c = 3 * I^{2,6};$$

$$I = p/p_0$$

где I - индекс утраты ресурса;

p - срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

p_0 - расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» принимаются для:

источника тепловой энергии - $R_{ит} = 0,97$;

тепловых сетей - $R_{тс} = 0,90$;

потребителя теплоты - $R_{пт} = 0,99$;

СЦТ - $R_{сцт} = 0,9 * 0,97 * 0,99 = 0,86$.

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ.

При проектировании тепловых сетей по критерию - вероятность безотказной работы [Р] определяются:

по тепловым сетям:

допустимость проектирования радиальных (лучевых) теплотрасс и, в случае необходимости - места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

предельно допустимая длина нерезервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;

достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;

необходимость применения на конкретных участках по условию безотказности надземной прокладки или прокладки в проходных каналах (тоннелях).

Коэффициент готовности системы $[E_g]$ - вероятность работоспособного состояния системы, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом числа часов в год.

Коэффициент готовности для j -го участка рассчитывается по формуле:

$$E_g = (8760 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4) / 8760;$$

где z_1 - число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности;

z_2 - число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии данных принимается равным 50 ч);

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хво} + z_{эл};$$

где $z_{об}$ - основного энергооборудования;

$z_{впу}$ - водоподогревательной установки;

$z_{тсв}$ - тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$ - тракта паропроводов;

$z_{топ}$ - топливообеспечения;

$z_{хво}$ - ВПУ и группы подпитки;

$z_{эл}$ - электроснабжения;

z_3 - число часов ожидания неготовности участка тепловой сети;

z_4 - число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 ч).

Число часов ожидания неготовности j -го участка тепловой сети:

$$z_3 = t_v * \omega_{jE}.$$

Здесь t_v - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра d_j (см. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», таблица 2);

ω_{jE} - плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе согласно пункту 6.31 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», равен 0,97.

Живучесть $[Ж]$ - минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и, соответственно, температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже $+3^\circ\text{C}$.

Таблица 9.1 - Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $^\circ\text{C}$				
		-10	-20	-30	-40	-50
		Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до				

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С				
		-10	-20	-30	-40	-50
		Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до				
300	15	0	0	0	10	22
400	18	0	0	13	21	33
500	22	0	7	26	33	43
600	26	0	20	36	42	50
700	29	0	23	40	45	53
800-1000	40	15	38	50	55	62
до 1400	до 54	28	47	59	62	68

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен для магистральных участков сети, резервирование которых обязательно в соответствии с требованиями пунктов 6.33 - 6.36 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», пункта 1.3 РД-7-ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности», пункта 5.1 СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей» и других действующих в настоящее время нормативных документов.

Вероятность безотказной работы тепловой сети должна быть не менее 0,9. Расчетный срок службы трубопроводов теплосети - 25 лет.

9.3. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

По данным журналов учёта отключений, предоставленным организациями, эксплуатирующими тепловые сети, останова котельных с перебоем подачи потребителям тепловой энергии: горячей воды и отопления, инциденты, при которых произошло частичное или полное прекращение подачи тепловой энергии потребителям за пять последних лет, составили 46 инцидентов, в том числе по годам:

- 2020 год – 9 инцидентов;
- 2021 год – 11 инцидентов;
- 2022 год – 9 инцидентов;
- 2023 год – 27 инцидентов;
- 2024 год – 19 инцидентов.

Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа за 5 последние лет (2020-2024 гг.) приведена в таблице ниже.

Таблица 9.2 – Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Количество отказов, шт.				
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1	АО «Теплоэнерго»	11	9	27	17	7
2	ООО «Тепловик	0	0	0	0	0
3	АО «Краснодартеплосеть»	0	0	0	0	0
4	АО «Аэропорт Анапа»	0	0	0	0	0
5	ООО «ТТР»*	0	0	0	0	0
6	ФБГУ «ЦЖКУ» Минобороны России	0	0	0	0	0
7	ООО «АнапаТеплоресурс»			0	0	0

Основными причинами повреждаемости тепловых сетей являются:

- высокий износ тепловых сетей;
- наружная коррозия вследствие высокого уровня грунтовых вод, отсутствия или повреждения антикоррозийного покрытия, нарушения гидроизоляционных конструкций тепловых сетей.

9.4. Частота отключений потребителей

Отключение потребителей в рассматриваемый период в результате аварий на участках тепловых сетей не зафиксировано.

9.5. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

По категории отключений потребителей, инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:

2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

Как показал статистический анализ инцидентов на тепловых сетях, в г. Челябинске за 2018-2022 гг. аварийных ситуаций не возникало. Происходили только отказы.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения с момента обнаружения, идентификации дефекта, подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода, регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Таблица 9.3 - Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

Статистика отказов на тепловых сетях по организациям, эксплуатирующим тепловые сети в МО город-курорт Анапа за 5 последние лет (2020-2024 гг.) приведена в таблице 3.7.

В целом по МО город-курорт Анапа среднее время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам и составляет 6,4 часа.

9.6.Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения в МО город-курорт Анапа отсутствуют.

9.7.Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществлялось федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», за базовый период не зафиксированы.

9.8. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Особые аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за базовый период не зафиксированы.

10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен за базовый период

Принципиальных изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций, в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения, не зафиксировано.

Наблюдается ежегодное увеличение себестоимости тепловой энергии, связанное с ростом топливной составляющей, цены на электроэнергию и прочих условно-постоянных расходов на отпуск тепловой энергии конечному потребителю.

10.2. Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

Информация о фактических показателях хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования за базовый период актуализации, размещена на портале:

<http://ri.eias.ru/Discl/PublicDisclosureInfo.aspx?reg=2622&form=null&orgreg=false&razdel=BALANCE&sphere=WARM&year=2024000&period=null&mo=&mr=26574756,31788259>.

Сравнение параметров по теплоснабжающим организациям представлено в таблице ниже

Таблица 7.4 - Результаты хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации за базовый период

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»	ЕТО №2 ООО «Тепловик»	ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»	ЕТО №3 АО «Краснодартеплосеть»	ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»	ЕТО №9 ООО «ТТР»	ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России
1	Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	589553,46	352199,84	23388	Данные не предоставлены и отсутствуют в официальных источниках		16857,425	Данные не предоставлены и отсутствуют в официальных источниках
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	620086,87	368039,1	31830			7,035	
2.2	Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	-		-			0	
2.3	Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки:	тыс. руб.	348652,06	245448,88	14846,6			611,874	
				26493,91	1914,6			611,874	
2.2.1	Газ природный	х		7,25	14,06			8,88	
2.2.1.1	объем	тыс.м3	36831,47	3655,11	136,2		597,01	68,905	
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	8,01	2658,27	32			0	
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	28517,59	1074,11	-			0	
37289	Газ сжиженный	х		52970,6	3281,4		5837,11	1266,45	
2.2.2.1	объем	тонн	281,37	42291,9	2523,1			968,1	
2.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	43,61	10678,7	758,3			298,35	
2.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	-	11430,9	1126,5			1261,15	
37654	Дизельное топливо	х		9129,2	865,2			962,8	
2.2.3.1	объем	тонн	194,67	2301,7	261,3			298,35	
2.2.3.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	65,05	7826,38	-			750	
2.2.3.3	стоимость доставки	тыс. руб.	-	7826,38	-			750	
2.3	Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	72388,52		-		184,56	0	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	8,1757		6067,6		7,43	0	
2.3.2	Объём приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	8854,16	4207,53	2055,9		184,56	701,9	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	10014,13		2055,9		16,1		
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	1551,5931		-				
2.6	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	106639,64	4116,64			4975,9		
2.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	81897,7				4975,9		

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»	ЕТО №2 ООО «Тепловик»	ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»	ЕТО №3 АО «Краснодартеплосеть»	ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»	ЕТО №9 ООО «ТТР»	ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России
2.6.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	24741,94		-				
2.7	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала, в том числе:	тыс. руб.	45308,14	10577,2	-				
2.7.1	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	34795,99		2505,4				
2.7.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	10512,14		334				
2.8	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	6477,65	-14761	-4374			46036	
2.8.1	Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	6477,65		-			-29178,58	
2.8.2	Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	-		-		6676,5		
2.9	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	272,27		-		8721,3		
2.10	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	4640,5	2625	-				
2.10.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-	2871	-		2044,8		
2.10.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-	246	-				
2.11	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	8253,64		-		10329,1		
2.11.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-	сдано 24.02.2026					
2.11.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-	140,2				2,93	
2.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	14978,21	26				2,09	
2.12.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	нет	90				2,718	
2.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	910,52	24,2				0	
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-30,5334					2,718	

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»	ЕТО №2 ООО «Тепловик»	ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»	ЕТО №3 АО «Краснодартеплосеть»	ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»	ЕТО №9 ООО «ТТР»	ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.						2,718	
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.		0	9448			2,718	
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	18819	185,7732				0	
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	18819	185,7424				0	
5.1.1	Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	18827	12,1694	0,158			0	
5.1.2	Изменения стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	80	0,0308				0	
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	72	0,0308	4			4	
6	Годовая бухгалтерская (финансовая) отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х		18418,6	2			2	
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч		19006	155,24				
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч		72,7	148,57				
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал		7,5				0,025	
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал		160,68					
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал		160,68					
10.1	По приборам учёта	тыс. Гкал		17,48					
10.1.1.	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал		0,24					
10.2	Расчётным путём	тыс. Гкал							
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал							

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»	ЕТО №2 ООО «Тепловик»	ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»	ЕТО №3 АО «Краснодартеплосеть»	ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»	ЕТО №9 ООО «ТТР»	ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год							
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год							
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	136						
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	61						
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал							
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал							
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал							
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал							
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х							

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»	ЕТО №2 ООО «Тепловик»	ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»	ЕТО №3 АО «Краснодартеплосеть»	ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»	ЕТО №9 ООО «ТТР»	ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х							
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х							

11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории муниципального образования, является Департаментом государственного регулирования тарифов Краснодарского края.

11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за базовый период

Динамика изменений в утвержденных ценах (тарифах) на тепловую энергию представлена в разделе 11.2. Наблюдается ежегодное повышение тарифов на тепловую энергию, что связано с ростом себестоимости производства, передачи и сбытовой деятельности.

11.2. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации, с учетом последних трех лет

11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице ниже приведены данные об утвержденных тарифах на тепловую энергию для потребителей тепловой энергии по всем ЕТО.

Таблица 7.5 - Тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N ... за ретроспективный период схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал (таблица П20.1 МУ)

Наименование группы, для которой назначается тариф	2024 год			2025 год			2026 год		
	С 01.01.2024 г. по 30.06.2024 г.	С 01.07.2024 г. по 31.12.2024 г.	Документ, в соответствии с которым назначен тариф	С 01.01.2025 г. по 30.06.2025 г.	С 01.07.2025 г. по 31.12.2025 г.	Документ, в соответствии с которым назначен тариф	С 01.01.2026 г. по 30.06.2026 г.	С 01.07.2026 г. по 31.12.2026 г.	Документ, в соответствии с которым назначен тариф
ЕТО №1 АО «Теплоэнерго»									
Население	2174,01	2372,01	▪ Приказ ДГРТ КК от 13.12.2023 № 288/2023-т "Об установлении тарифов на тепловую энергию и горячую воду"; ▪ Приказ ДГРТ КК от 27.12.2023 № 555/2023-т "О внесении изменений в отдельные приказы департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края"	2372,01	2573,73	▪ Приказ ДГРТ КК от 13.12.2023 № 288/2023-т "Об установлении тарифов на тепловую энергию и горячую воду"; ▪ Приказ ДГРТ КК от 13.12.2024 № 366/2024-т "О внесении изменений в приказ департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского коая от 13.12.2023 № 288/2023-т "Об установлении тарифов на тепловую энергию и горячую воду""; ▪ Приказ ДГРТ КК от 15.01.2025 № 1/2025-т "О внесении изменений в отдельные приказы региональной энергетической комиссии-департамента цен и тарифов Краснодарского края и департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского края"	2573,73	2944,34	▪ Приказ ДГРТ КК от 13.12.2023 № 288/2023-т "Об установлении тарифов на тепловую энергию и горячую воду"; ▪ Приказ ДГРТ КК от 24.12.2025 № 564/2025-т "О внесении изменений в приказ департамента государственного регулирования тарифов Краснодарского коая от 13.12.2023 № 288/2023-т "Об установлении тарифов на тепловую энергию и горячую воду"";
Население, подключенное к котельной № 23, расположенной по адресу: г. Анапа, ул. Тургенева, д. 244	2022,96	2217,16		2217,16	2573,73		2573,73	2944,34	
Бюджетные организации	2174,01	2372,01		2372,01	2573,73		2573,73	3180,93	
Прочие потребители	2174,01	2372,01		2372,01	2573,73		2573,73	3180,93	
ЕТО №2 ООО «Тепловик»									
Население	1 623,10	1 778,92		1 778,92	2 081,39	Приказ от 18.12.2024 №502/2024-т	2 081,39	2224,38	Приказ от 18.12.2024 №502/2024-т
Бюджетные организации и прочие потребители	1 623,10	1 778,92		1 778,92	2 081,39		2 081,39	2224,39	
ЕТО №7 ООО «Анапатеплоресурс»									
Население	1914,29	2191,86		2191,86	2564,48	Приказ от 13.12.2024г. №350/2024-т	2564,48	3166,89	Приказ от 13.12.2024г. №350/2024-т
Бюджетные организации и прочие потребители	2409,29	2641,12		2641,12	3004,52		3004,52	3166,89	
ЕТО №3 ООО «Краснодартеплосеть»									
Население	1 705,15	1 868,83	Приказ №529/2023-т от 19.12.2023	1 868,83	2 137,07	Приказ №72/2024-т от 28.06.2024	2 008,80	2154,46	Приказ №72/2024-т от 28.06.2024
Бюджетные организации	1 705,15	1 868,83		1 868,83	2 261,50	Приказ №587/2024-т от 20.12.2024	2 261,50	2 383,62	Приказ №587/2024-т от 20.12.2024
Прочие потребители	1 705,15	1 868,83		1 868,83	2 261,50		2 261,50	2 383,62	
ЕТО №4 АО «Аэропорт Анапа»									
Население	2372,01	2372,01	Приказ №296/2023-т от 13.12.2023	2372,01	2775,25	Приказ №588/2024-т от 25.12.2024	2776,16	3175,93	Приказ №468/2025-т от 16.12.2025
Бюджетные организации	9719,27	11814,62		5390,02	5390,02		5390,02	5919,32	
Прочие потребители	9719,27	11814,62		5390,02	5390,02		5390,02	5919,32	
ЕТО №9 ООО «ТТР»*									
Население	6060,1	6435,77	Приказ №268/2023-т	6435,77	7357,46	Приказ №435/2024-т от 16.12.2024	7357,46	8416,93	Приказ №18/2026-т от 11.03.2026
Бюджетные организации	6060,1	6435,77		6435,77	7357,46		12809,94	12809,94	
Прочие потребители	6060,1	6435,77		6435,77	7357,46		12809,94	12809,94	
ЕТО №8 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России									
Население	2064,75	2262,97	Приказ № 456/2023-т от 18.12.2023	2262,97	3869,89	Приказ № 456/2023-т от 18.12.2023	2262,97	3869,89	Приказ № 456/2023-т от 18.12.2023
Бюджетные организации	2574,43	3156,39		3156,39	3869,89		3156,39	3869,89	
Прочие потребители	2574,43	3156,39		3156,39	3869,89		3156,39	3869,89	

* До 01.02.2026 г. котельную ООО «СтройСервис» и тепловые сети эксплуатировало ООО «СтройСервис». Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.). ЕТО №6 исключена из Схемы теплоснабжения, образовано ЕТО №9.

Таблица 7.6 - Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N ... за ретроспективный период схемы теплоснабжения, тыс. Гкал (таблица П20.2 МУ)

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2025
1	АО «Теплоэнерго»	266,204
2	ООО «Тепловик»	204,779
7	ООО «Анапатеплоресурс»	9,448
3	АО «Краснодартеплосеть»	64,099
4	АО «Аэропорт Анапа»	4,634
9	ООО «ТТР»	2,718
8	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	3,502
СУММА		555,385

* До 01.02.2026 г. котельную ООО «СтройСервис» и тепловые сети эксплуатировало ООО «СтройСервис». Котельная ООО «СтройСервис» и тепловые сети от нее переданы в аренду (эксплуатацию) ООО «ТТР» с 01.02.2026 г. (Договор аренды имущества №А-1 от 12.01.2026 г.). ЕТО №6 исключена из Схемы теплоснабжения, образовано ЕТО №9.

11.2.2. Утвержденные тарифы на теплоноситель

Тарифы на теплоноситель не утверждались.

11.2.3. Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии

Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии не представлены, в связи с отсутствием теплосетевых организаций на территории города.

11.2.4. Утвержденные тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)

Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) не устанавливаются, в связи с отсутствием открытых систем теплоснабжения на территории города.

11.3. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов на тепловую энергию по системам теплоснабжения, для которых планируются мероприятия по развитию, подробно представлена в Приложении 1 к Главе 14 Обосновывающих материалов.

11.4. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение устанавливалась Департаментом государственного регулирования тарифов Краснодарского края в индивидуальном порядке.

11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не устанавливалась.

11.6. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения, с учетом последних трех лет

В соответствии с ч. 1 ст. 23.3 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010 №190-ФЗ:

«К ценовым зонам теплоснабжения могут быть отнесены поселение, городской округ, соответствующие следующим критериям:

1) наличие утвержденной схемы теплоснабжения поселения, муниципального образования;

2) пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, составляют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

3) наличие совместного обращения в Правительство Российской Федерации об отнесении поселения, муниципального образования к ценовой зоне теплоснабжения от исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и единой теплоснабжающей организации (нескольких единых теплоснабжающих организаций), в зоне деятельности которой находятся источники тепловой энергии, суммарная установленная мощность которых составляет пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения поселения, муниципального образования. Совместное обращение об отнесении поселения, муниципального образования к ценовой зоне теплоснабжения включает в себя в том числе обязательства единой теплоснабжающей организации и исполнительно-распорядительного органа муниципального образования по исполнению соответствующих обязательств, установленных для них частями 14 - 18 статьи 23.13 настоящего Федерального закона;

4) наличие согласия высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, муниципального образования, находящихся на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения».

В соответствии с ч. 6 п. 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (в ред. от 29.07.2018 г.):

«После 1 июля 2018 года Правительство Российской Федерации вправе принять решение об отнесении иных поселений, городских округов к ценовым зонам теплоснабжения при условии их соответствия критериям, указанным в пунктах 1, 3 и 4 части 1 настоящей статьи».

Таким образом, в соответствии с требованиями законодательства:

1. Критерий отнесения к ценовым зонам № 2 - не является обязательным.

2. По критериям отнесения к ценовым зонам № 3 и № 4 – муниципальное образование в настоящее время не может быть отнесено к ценовой зоне теплоснабжения.

11.7. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние три года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

В соответствии с Федеральным законом «О теплоснабжении» от 27.07.2010 №190-ФЗ муниципальное образование не относится к ценовым зонам теплоснабжения.

12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших за базовый период

При разработке Схемы теплоснабжения уточнены основные проблемы в системах теплоснабжения города, которые имеют техническую, экономическую и организационную направленность.

12.2. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Из комплекса существующих проблем организации качественно теплоснабжения на территории поселения, можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- отсутствие приборов учета тепловой энергии у части потребителей;
- низкий уровень защищенности тепловых сетей от коррозии вследствие недостаточного применения антикоррозионной защиты.

Существующие проблемы в системе теплоснабжения способствуют росту себестоимости тепловой энергии. Среди других проблем следует выделить:

- проблемы организации качественного теплоснабжения. Системы теплоснабжения МО город-курорт Анапа проектировались как система с центральным качественным регулированием отпуска тепловой энергии потребителям в горячей воде. В периоды максимальных нагрузок, подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. Поэтому может происходить перегрев или недогрев части потребителей, сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей возникают вследствие большой протяженности тепловых сетей до отдельных зон системы теплоснабжения, а также разбалансировкой системы теплоснабжения;

- средневзвешенный срок службы большинства тепловых сетей и котельных составляет более 10 лет;

- избыточные теплопотери в тепловых сетях;
- прочие проблемы.

Для сохранения централизованного теплоснабжения необходимо осуществлять мероприятия по реконструкции и модернизации котельных и своевременно перекладывать отработавшие свой нормативный ресурс трубопроводы тепловой сети.

Ключевой проблемой организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения является высокий уровень износа тепловых сетей и источников. Средневзвешенный срок службы большинства тепловых сетей и котельных, в основном, существенно превышает 10 лет.

12.3. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплopotребляющих установок потребителей)

Основные проблемы теплоснабжения сводятся к перечню финансовых и технических причин, приводящих к снижению качества и теплоснабжения. Организация надежного и безопасного теплоснабжения города- комплекс организационно-технических мероприятий, основные из которых:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- план перекладки тепловых сетей на территории города.

Остаточный ресурс тепловых сетей – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Определение остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики - это надежный, но трудоемкий и дорогостоящий метод обнаружения потенциальных мест отказов. Поэтому для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, осмотрах и технической диагностики на данных участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

В числе основных проблем организации надежного теплоснабжения города можно выделить следующие:

- малонадежное состояние муниципальных тепловых сетей;
- зависимые схемы подключения потребителей;
- централизованное теплоснабжение потребителей частного сектора.

12.4. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Одной из главных причин низкого развития систем теплоснабжения города является низкий уровень финансирования, как со стороны теплоснабжающих организаций, так и со стороны бюджета города.

12.5. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

В качестве расчетного топлива в котельных города используется:

- природный газ;
- дизельное топливо;
- мазут;
- сжиженный газ (СУГ).

Проблемы с перебоями поставок природного газа в городе не ожидаются.

Для котельных АО «Теплоэнерго», ООО «Тепловик» и АО «Аэропорт Анапа» в зимний период мазут и дизельное топливо доставляется автомобильным транспортом своевременно и без задержек. Перебои в поставке топлива не ожидаются.

Анализ энергетической эффективности оценивается, исходя из следующих соображений. Топливная составляющая в структуре себестоимости производства тепловой энергии для большинства источников превышает 50%, следовательно, основным

показателем эффективности является удельный расход условного топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. При первой итерации предлагается проанализировать причины превышения фактического значения за 2024 г. по источникам свыше 165 кг_{у.т}/Гкал (представлены в таблице ниже). При последующих актуализациях данное значение может быть снижено и произведен более глубокий анализ эффективности расходования топлива на котельных, в случае утверждения новых регламентов или расширения (дополнения утвержденных МУ).

На величину УРУТ могут влиять:

- фактический срок службы оборудования;
- фактическая загрузка котельной (характеризуется числом часов использования установленной тепловой мощности, а также долей резерва по расчетной нагрузке, %)
- наличие прибора учета (что влияет на достоверность сведений об отпущенной тепловой энергии);
- вид используемого топлива.

12.6. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.

Таблица 7.7 - Анализ энергетической эффективности функционирования источников тепловой энергии за базовый период актуализации

№ п/п	Наименование теплоисточника	УРУТ на отпуск с коллекторов, кг _{у.т} /Гкал	УРУТ на выработку, кг _{у.т} /Гкал	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	Средневзвешенный срок службы, лет	Число часов использования УТМ, ч	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Доля резерва тепловой мощности (по расчетной нагрузке), %	Наличие прибора учета	Причины высоких УРУТ
ЕТО №1											
1	Котельная № 1	170,50	166,40	35,96	0,68	20,7	2507,9	17,00	17%	нет	1. Эксплуатация котлов ДКВР 10-13, работающих в паровом режиме. 2. Срок службы оборудования
2	Котельная № 2	169,00	165,14	32,36	0,86	16	1800,3	16,40	33%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов ТВГ-8М. 2. Срок службы оборудования.
3	Котельная № 3	168,70	164,80	34,64	0,41	16,7	2153,0	43,10	27%	нет	1. Неоптимальная загрузка - котлы КВГМ 20-150 работают при малых нагрузках с низкой эффективностью. 2. Срок службы оборудования.
4	Котельная № 4	169,20	165,60	74,07	0,39	37	1674,6	1,35	48%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов Е-1/9Г. 2. Срок службы оборудования
5	Котельная № 6	165,90	162,60	23,39	0,27	57	558,1	1,94	56%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов КСВ-1,86. 2. Срок службы оборудования
6	Котельная № 7	196,30	192,30	40,28	1,48	27	582,4	0,14	71%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов Универсал-6. 2. Срок службы оборудования. 3. Слабая загрузка оборудования
7	Котельная № 8	160,10	156,60	22,56	0,28	18	1498,7	7,33	26%	нет	
8	Котельная № 9	158,90	155,50	21,97	0,45	30	1459,2	0,57	59%	нет	
9	Котельная № 10	189,90	185,80	35,46	0,73	34	835,0	0,42	49%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов Универсал-6. 2. Срок службы оборудования. 3. Слабая загрузка оборудования
10	Котельная № 11	183,40	179,40	50,62	0	51	395,7	0,16	73%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов Универсал-5. 2. Срок службы оборудования. 3. Слабая загрузка оборудования
11	Котельная № 13	164,00	161,20	29,03	0,4	17	1442,1	0,23	51%	нет	
12	Котельная № 14	159,80	156,30	20,37	0,39	17	1486,7	0,72	17%	нет	
13	Котельная № 15	164,90	162,20	20,1	0,4	17	1781,3	0,20	46%	нет	
14	Котельная № 16	159,70	156,50	62,2	0,46	16	1051,8	0,79	69%	нет	
15	Котельная № 17	166,00	163,30	30,35	0,57	17	1094,2	0,10	72%	нет	1. Использование дизельного топлива, невозможность точного определения расходов топлива. 2. Слабая загрузка оборудования.
16	Котельная № 20	162,20	158,80	0	0	20	1000,3	0,19	54%	нет	

№ п/п	Наименование теплоисточника	УРУТ на отпуск с коллекторов, кг _{у.т} /Гкал	УРУТ на выработку, кг _{у.т} /Гкал	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	Средневзвешенный срок службы, лет	Число часов использования УТМ, ч	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Доля резерва тепловой мощности (по расчетной нагрузке), %	Наличие прибора учета	Причины высоких УРУТ
17	Котельная № 21	158,40	155,00	0	0	20	1755,5	0,25	26%	нет	1. Эксплуатация морально устаревших котлов АСV-150. 2. Срок службы оборудования.
18	Котельная № 22	159,40	156,00	23,76	0,17	7	1284,8	0,86	61%	нет	
19	Котельная № 23	160,70	157,20	15,86	0,49	7	1082,0	2,91	71%	нет	
ИТОГО ЕТО №1		164,20	168,00	33,29	0,53	18,4	25443,8	94,66	33%		
ЕТО №2											
20	Котельная №1	163,94	161,09	24,56	0,25	49,5	3188,9	15,93	39%	есть	
21	Котельная №2	164,06	160,45	12,19	0,25	37	931,1	32,60	64%	есть	
22	Котельная №3	164,30	160,32	24,26	0,25	44,5	1751,4	12,37	49%	есть	
ИТОГО по ЕТО №2		163,78	160,44	18,12	0,25	39,6	5871,4	60,90	57%		
ЕТО №7											
23	Котельная №1 ООО «Анапатеплоресурс»	149,75	149,75	14,49	0,14	9	766,4	1,42	36%	нет	
24	Котельная №2 ООО «Анапатеплоресурс»	149,75	149,75	14,49	0,14	6	1346,7	1,76	71%	нет	
ИТОГО по ЕТО №7		149,75	149,75	14,49	0,14	6,8	2113,12	3,18	61%		
Прочие ЕТО (зона действия источника соответствует зоне ЕТО)											
25	Котельная АО «Краснодартеплосеть»	161,64	159,49	10,71	0,07	6,6	1700,4	25,95	36%	есть	
26	Котельная АО «Аэропорт Анапа»	153,80	151,90	38,09	0,05	8	521,3	2,83	69%	нет	
27	Котельная ООО «СтройСервис»	156,43	156,43	25,35	0,01	7	927,7	1,14	61%	нет	
28	Котельная № 80 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	160,00	156,38	25	0,01	19	611,0	1,45	77%	есть	
ИТОГО по прочим ЕТО		158,79	160,91				1363,16	31,37	47%		
ИТОГО по муниципальному образованию		165,17	161,81				1626,39	190,11	46%		