



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«Муринское городское поселение»
Всеволожского муниципального района
Ленинградской области
на период до 2030 года
(актуализация на 2025 год)**

ТОМ 1

Обосновывающие материалы
(существующее положение)



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «НТЦ «ГИПРОГРАД»

_____ Ф.Н. Газизов

"__" _____ 2024 г.

СОГЛАСОВАНО:

Глава администрации

МО «Муринское городское поселение»

_____ А.Ю. Белов

"__" _____ 2024 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«Муринское городское поселение»
Всеволожского муниципального района
Ленинградской области
на период до 2030 года
(актуализация на 2025 год)**

ТОМ 1

**Обосновывающие материалы
(существующее положение)**

г. Санкт-Петербург
2024 год

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- | | |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Глава 1 | "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"; |
| Глава 2 | "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"; |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"; |
| Глава 4 | "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей"; |
| Глава 5 | "Мастер-план развития систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»"; |
| Глава 6 | "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"; |
| Глава 7 | "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии"; |
| Глава 8 | "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей"; |
| Глава 9 | "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения"; |
| Глава 10 | "Перспективные топливные балансы"; |
| Глава 11 | "Оценка надежности теплоснабжения"; |
| Глава 12 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию"; |
| Глава 13 | "Индикаторы развития систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»"; |
| Глава 14 | "Ценовые (тарифные) последствия"; |
| Глава 15 | "Реестр единых теплоснабжающих организаций"; |
| Глава 16 | "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения"; |
| Глава 17 | "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения"; |
| Глава 18 | "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения". |

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	3
Определения	9
Перечень принятых обозначений	10
Введение	11
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	16
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	16
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	16
1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями	19
1.1.3. Описание зоны действия производственных котельных	21
1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	21
1.1.5. Описание зоны действия котельных	21
1.2. Источники тепловой энергии	23
1.2.1. ООО «Петербургтеплоэнерго»	23
1.2.2. МБУ «ЦБС»	32
1.2.3. ООО «Новая Водная Ассоциация».....	37
1.2.4. ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ».....	42
1.2.5. ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».....	48
1.2.6. ООО «Энергия»	53
ГУП «ТЭК СПб»	60
1.2.7. ПАО «ТГК-1»	71
1.2.8. АО «НПО «Поиск».....	82
1.3. Тепловые сети, сооружения на них	88
1.3.1. 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	88
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	90
1.3.3. 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.....	99
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	174
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	175

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	175
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .	176
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	176
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	191
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	191
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	191
1.3.12. 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.....	193
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	196
1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	197
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	197
1.3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	197
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	197
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	198
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	200
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	200
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	200
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	201
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	203
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	213
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	213
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	214

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	215
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	215
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	216
1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения.....	217
1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	218
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	220
1.6.1. 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	220
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	222
1.6.3. 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 к потребителю.....	223
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	223
1.6.5. 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	223
1.7. Балансы теплоносителя	224
1.7.1. 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	224
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	225
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом ..	227
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	227
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	227
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки..	228
1.8.4. Использование местных видов топлива.....	228
1.8.5. 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	228
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	232
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	232
1.9. Надежность теплоснабжения	233
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	233
1.9.2. Частота отключений потребителей	233
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	233
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	233
1.9.5. 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"	234
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	234
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	235
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	261
1.11.1. Описание динамики утвержденных 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 3 лет.....	261
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	264
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	265
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	265
1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	266
1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	266

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения	267
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	267
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	267
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	267
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	268
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	268

Определения

В настоящем отчете применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория сельского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория сельского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционированными задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой 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.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория сельского поселения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МО	Муниципальное образование
10	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
11	НВВ	Необходимая валовая выручка
12	НДС	Налог на добавленную стоимость
13	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
14	НС	Насосная станция
15	НТД	Нормативная техническая документация
16	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
17	ОВ	Отопление и вентиляция
18	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
19	ПИР	Проектные и изыскательские работы
20	ПНС	Повысительно-насосная станция
21	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
22	ППУ	Пенополиуретан
23	СМР	Строительно-монтажные работы
24	СП	Сельское поселение
25	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
26	ТЭ	Тепловая энергия
27	ХВО	Химводоочистка
28	ХВП	Химводоподготовка
29	ЦТП	Центральный тепловой пункт
30	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения

Введение

Основанием для разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования «Муринское городское поселение» до 2030 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения городского поселения тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Муринское городское поселение, расположенное в западной части Всеволожского района, образовано 1 января 2006 года в соответствии с областным законом № 17-оз от 10 марта 2004 года. Административный центр – город Мурино.

Общая площадь территории - : 20,52 км².

Численность населения на 01.01.2023 г. – 104 911 чел.

Количество населенных пунктов – 2, в том числе 1 деревня и 1 поселок:

- деревня Лаврики;
- город Мурино.

Муринское городское поселение граничит:

- на северо-западе – с МО «Бугровское сельское поселение»;
- на юге – с Санкт-Петербургом;
- на севере и северо-востоке - с МО «Новодевятикинское сельское поселение»;
- на севере – с МО «Кузьмолдовское городское поселение»;
- на востоке – с МО «Всеволожский муниципальный район».

Расстояние от административного центра поселения до районного центра – 24 км.

Климат Муринского городского поселения (как и климат Санкт-Петербурга) - умеренный, переходный от умеренно-континентального к умеренно-морскому. Такой тип климата объясняется географическим положением и атмосферной циркуляцией, характерной для Ленинградской области. Это обуславливается сравнительно небольшим количеством поступающего на земную поверхность и в атмосферу солнечного тепла. Влияние циклонов Балтийского моря даёт жаркое, влажное и короткое лето и длинную, холодную сырую зиму.

Самый теплый месяц в области – июль. Его среднемесячная температура составляет 17,8 °С. Температура самого холодного месяца – января, -5,5 °С; годовая амплитуда среднемесячной температуры – 25,6 °С. Колебания средней месячной температуры гораздо больше зимой, чем летом:

абсолютный максимум температур – 37,1 °С;

абсолютный минимум – -35,9 °С.

Карта (схема) Муринского городского поселения представлена на рисунке 1.

Расположение участков:

Участок 1:

– территория, ограниченная линией железной дороги Санкт-Петербург - Приозерск, границей населенного пункта деревня Лаврики и полевой дорогой посёлок Бугры – деревня Лаврики, границей населенного пункта деревня Лаврики, расположенной на территории МО Муринское городское поселение Всеволожского муниципального района Ленинградской области.

Участок 2:

– территория, ограниченная границей населенного пункта деревня Лаврики и участком 1.

Участок 3:

– земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:72.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 4) и рекой Охта. С южной стороны граница с участком 6.

Участок 4:

– земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:69.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между железной дорогой и автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 3). С южной стороны граница с участком 5.

Участок 5:

- земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:70.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между железной дорогой и автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 6). С северной стороны граница с участком 4, с южной - с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена) (участок 7).

Участок 6:

- земли САОЗТ «Ручьи», кадастровый номер 47:07:0722001:71.

Участок расположен в северной части муниципального образования Муринское городское поселение между автодорогой из г. Мурино в д. Лаврики (граница участка 5) и рекой Охта. С северной стороны граница с участком 3, с южной - с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена) (участок 7).

Участок 7:

- зона транспортной инфраструктуры (депо метрополитена).

Участок 8:

– территория, ограниченная линией железной дороги Санкт-Петербург – Приозерск, южной границей земельного участка с кадастровым номером 47:07:0722001:121, северной границей с зоной транспортной инфраструктуры (депо метрополитена), правым берегом реки Охта, ул. Центральной и ул. Вокзальной, в муниципальном образовании Муринское городское поселение Всеволожского района Ленинградской области.

Участок 9:

– территория г. Мурино, ограниченная с северной стороны ул. Заречной, с западной – ул. Оборонной, с восточной и южной – береговой линией ручья Капральев.

Участок 10:

– территория, расположена на свободной от застройки территории в южной части Муниципального образования Муринское городское поселение. С севера и северо-запада территория граничит с существующей малоэтажной частной застройкой. С восточной стороны – с рекой Охта. С юга проектируемый участок примыкает к границе города Санкт-Петербурга.

Участок 11:

– территория, ограниченная с севера ул. Центральной г. Мурино, с восточной – ул. Оборонной г. Мурино и береговой линией Капральева ручья, с южной и западной сторон - береговой линией реки Охта.

Участок 12: Территория Транспортно-пересадочного узла «Девяткино».



ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В настоящее время, на территории Муринского городского поселения, действует несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб». Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения городского поселения эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

Город Мурино:

– ООО «Петербургтеплоэнерго»

На балансе организации находится автоматизированная газовая котельная (далее Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго») и тепловые сети от источника.

Объектами теплоснабжения котельной являются как жилые дома, так и объекты социально-бытового назначения.

Помимо собственной выработки, организация является оптовым покупателем-перепродавцом тепловой энергии у ПАО «ТГК-1» (Северная ТЭЦ-21 филиала «Невский»).

– ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»

Организация является теплосетевой в зоне теплоснабжения Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» и смежной для теплосетевой организации АО «Теплосеть Санкт-Петербурга».

На балансе организации находятся тепловые сети от УТЗ АО «Теплосеть СПб» до ТК1, тепловые сети от тепловых камер на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» до потребителей: от корпуса 12 до ИТП школы бульвар Менделеева, д. 20, к.1; на территории ЖК «Виктория», от стены камеры 21.2 до ИТП домов на территории ЖК Форвард; от места врезки в камере ТК1 до ИТП торгового павильона; от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118.

– **ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»**

На балансе организации находятся тепловые сети и один источник тепловой энергии – котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».

Объектами теплоснабжения котельной являются как жилые дома, так и объекты социально-бытового назначения.

– **ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»**

На балансе организации находится один источник тепловой энергии – котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» Транспортировку тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» и ее сбыт конечным потребителям осуществляет ООО «Всеволожская тепловая компания» (ООО «ВТК»).

Объектами теплоснабжения котельной являются жилые дома и объекты бюджетной сферы.

– **ООО «Новая Водная Ассоциация»**

На балансе организации находятся тепловые сети и один источник тепловой энергии - БМК Лаврики д.34. Объектами теплоснабжения являются 3 МКД.

– **АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»**

Организация осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплосетевая организация:

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» осуществляет передачу тепловой энергии по двум тепломагистралям от теплоснабжающей организации - филиал «Невский» ПАО «ТГК-1» (источником тепловой энергии является Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»):

- тепломагистраль «Ново-Девяткино»;
- тепломагистраль «Суздальская».

– **ООО «Энергия»**

На балансе организации находится один источник тепловой энергии – котельная ООО «Энергия» и тепловые сети от нее.

Объектами теплоснабжения котельной являются жилые дома так и объекты социально-бытового назначения.

– **ГУП «ТЭК СПб»**

Теплоснабжение объектов в Муринском городском поселении осуществляется от котельной «Северомуринская» по адресу г. Санкт-Петербург, Мурино, дом 11, литера А, расположенной за границами городского поселения. Теплоснабжение объектов в Муринском городском поселении осуществляется через тепловую сеть, проходящей вдоль линии железной дороги Санкт-Петербург – Приозерск до электродепо «Северное».

Объектами теплоснабжения являются общественно-деловые здания.

Деревня Лаврики:

– **Муниципальное бюджетное учреждение «Центр благоустройства и строительства»**

Муниципальное бюджетное учреждение «Центр благоустройства и строительства» (далее МБУ «ЦБС») осуществляет эксплуатацию тепловых сетей и одного источника тепловой энергии – газовой котельной, посредством которых обеспечивается теплоснабжение жилых домов и объектов социально-бытового назначения (котельная и тепловые сети находятся в муниципальной собственности).

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям представлено в таблице 1.

Таблица 1. Структура систем теплоснабжения МО «Муринское городское поселение»

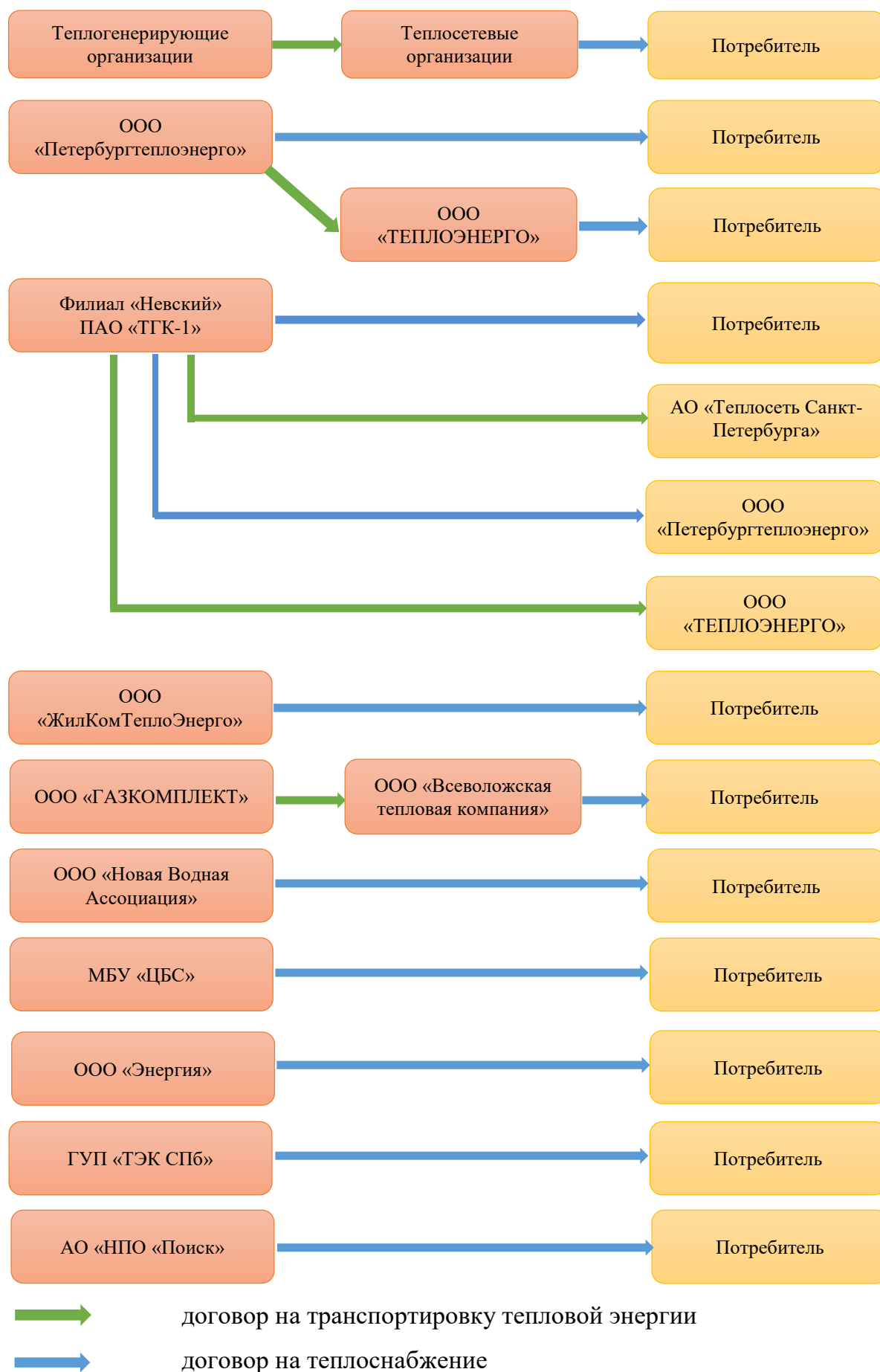
№ системы теплоснабжения	Наименование источника	Адрес источника	Наименование теплоснабжающей/теплосетевой организации
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское городское поселение, г. Мурино, аллея Охтинская, строение 13	ООО «Петербургтеплоэнерго»
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	г. Мурино, ул. Шоссе в Лаврики, строение 78	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всеволожский район, г. Мурино, ул. Новая д.7, стр. 1	ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ», ООО «Всеволожская теплосетевая организация»
4	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»: – тепломагистраль «Ново-Девяткино»; – тепломагистраль «Суздальская».	188661, Ленинградская область, Всеволожский район, п/о Ново-Девяткино	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», ООО «Теплоэнерго»
5	БМК Лаврики д.34	ЛО, Всеволожский р-он, ул. Шоссе в Лаврики, 34	ООО «Новая Водная Ассоциация»
6	Котельная МБУ «ЦБС»	ЛО, Всеволожский р-он, д. Лаврики, участок 40Ж	МБУ «ЦБС»
7	Котельная ООО «Энергия»	г. Мурино ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1	ООО «Энергия»
8	Котельная «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»	г. Санкт-Петербург, Мурино, дом 11, литера А	ГУП «ТЭК СПб»
9	Котельная АО «НПО «Поиск»	Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3	АО «НПО «Поиск»

1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Функциональная структура системы теплоснабжения городского поселения по теплоснабжающим организациям представлена ниже.

Функциональная структура системы теплоснабжения

МО «Муринское городское поселение»



1.1.3. Описание зоны действия производственных котельных

На территории городского поселения находится одна производственная котельная - котельная Акционерного общества «Научно-производственное объединение «Поиск», расположенная на юге квартала Медвежий Стан. Зона действия котельной АО «НПО «Поиск» ограничена территорией предприятия.

1.1.4. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Согласно Генеральному плану зоной действия индивидуального теплоснабжения является небольшая часть территории городского поселения, составляющая не более 5% от территории. Индивидуальное теплоснабжение организовано в основном в кварталах с малоэтажной застройкой (до 3-х этажей) и присоединения к системе централизованного теплоснабжения не имеет – теплоснабжение осуществляется посредством индивидуальных теплоисточников.

1.1.5. Описание зоны действия котельных

«Зона действия источника тепловой энергии» - территория поселения, городского поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Контуры зон действия источников тепловой энергии устанавливаются по конечным потребителям, подключенным к тепловым сетям источника тепловой энергии.

На территории Муринского городского поселения свою деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют восемь теплоснабжающих организации.

Расположение централизованных источников теплоснабжения с выделением зон действия, а также основные тепловые трассы от централизованных источников к потребителям приведены на рисунке 2.

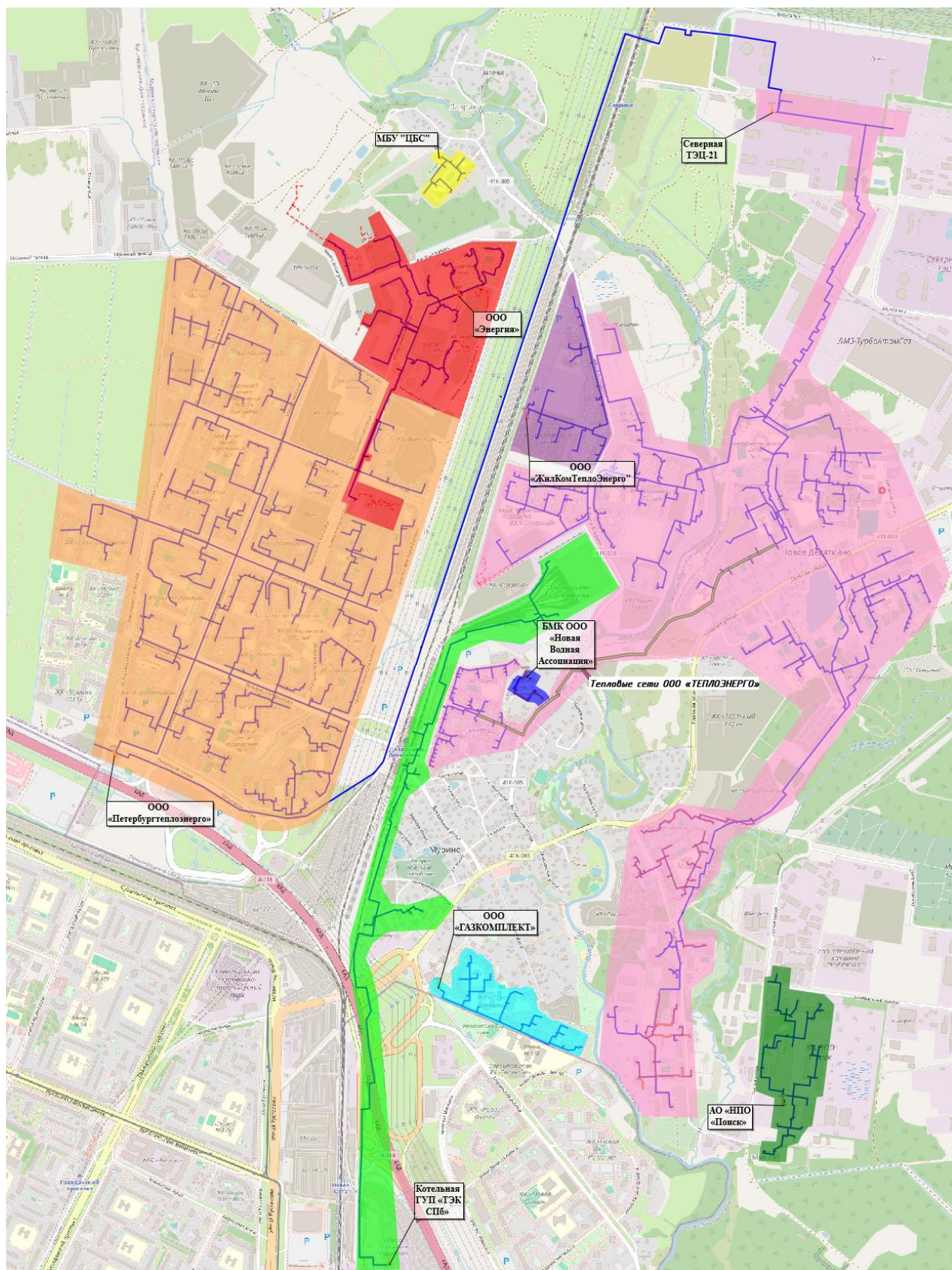


Рисунок 2. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения Муринского городского поселения

1.2. Источники тепловой энергии

Описание источников тепловой энергии основывается на данных, предоставленных Администрации Муниципального образования «Муринское городское поселение» на основании запросов теплоснабжающими организациями, действующих на территории Муниципального образования «Муринское городское поселение» и сопровождается графическим материалом.

В настоящее время, в границах Муринского городского поселения, территория которого поделена на 11 участков, действуют несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

1.2.1. ООО «Петербургтеплоэнерго»

1.2.1.1. Общие сведения

Мощность, отпускаемая в сеть от котельной, составляет 299,5 Гкал/ч, в том числе установленная мощность котельной – 199,5 Гкал/ч и 100 Гкал/ч – мощность, получаемая в тепловую схему котельной из тепловой сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга».

Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный (аварийный) вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной – качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 130/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) составляет 255,34 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление и вентиляция – 215,87 Гкал/ч;
- ГВС – 39,47 Гкал/ч.

Параметры теплоносителя:

Теплоноситель – вода.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции и оцинкованной оболочке (надземная прокладка).

Давление на выходных коллекторах котельной $P_1=97$ м в.ст., $P_2=74$ м в.ст.

1.2.1.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 4 водогрейных котла КВ-ГМ-58-150 мощностью 49,88 Гкал/ч каждый.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 2.

Таблица 2. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество
Котел водогрейный водотрубный КВ-ГМ-58-150, N=58 МВт	КВ-ГМ-58-150	ОАО «Красный котельщик»	шт.	4
Горелка комбинированная	GKT-70S	"Oilon", Финляндия	шт.	4
Насос подмеса водогрейного котла, G=280 м ³ /час, H=20 м.в. ст, N=37кВт, n=2900 об/мин	NESD 100-160	“Wilo” Германия	шт.	4
Насос сетевой, G=1050 м ³ /час, H=95 м.в. ст, N=400кВт, n=1484 об/мин	Wilo-SCP 250/570HA-400/4-T4-R1-ROHS/E1	“Wilo” Германия	шт.	3
Насос сетевой, G=1500 м ³ /час, H=40 м.в. ст, N=220кВт, n=1484 об/мин	Wilo-SCP 300/400HA-220/4-T4-R1/E1-FC	“Wilo” Германия	шт.	3
Насос сетевой, G=750 м ³ /час, H=26 м.в. ст, N=75кВт, n=1485 об/мин	SCP 200/390HA-75/4-T4-R1-ROHS/E1	“Wilo” Германия	шт.	4
Насос сетевой, G=625 м ³ /час, H=48 м.в. ст, N=132кВт, n=1485 об/мин	SCP 200/440HA-132/4-T4-R1-ROHS/E1	“Wilo” Германия	шт.	4
Насос аварийной подпитки, G=134 м ³ /час, H=45 м.в. ст, N=30кВт, n=2900 об/мин	IL-80/210-30/2	“Wilo” Германия	шт.	2
Теплообменник пластинчатый W=39000 кВт	MX25-BFG-697	"Альфа Лаваль Поток"	шт.	3
Теплообменник пластинчатый W = 45, 318 кВт	AQ1A-FG (ИТП)		шт.	1
Насос сетевой G=750 м ³ /час, H=26 м.в.ст, N=75 кВт, n=1480 об/мин	Wilo-SCP 200/390HA-75/4-T4-R1/E1-WCN-WEGIE2FC	“Wilo” Германия	шт.	1

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 3.

Таблица 3. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	199,52
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	199,52
Собственные нужды, Гкал/ч	0,93
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	198,59
Мощность, получаемая в тепловую схему источника, Гкал/ч	100,00

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 3. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 3 - собственные нужды на котельной составляют 0,93 Гкал/ч, хозяйственные нужды – отсутствуют, тепловая мощность нетто источника составляет 198,59 Гкал/ч.

1.2.1.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Котельная введена в эксплуатацию в 2014 году.

Дата проведения последнего периодического технического освидетельствования котлов – 2016 год.

Дата проведения следующего периодического технического освидетельствования котлов – 04.06.2024.

1.2.1.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Отопление:

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 130 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

- теплообменник установлен на котельной, вода, подаваемая потребителю, нагревается водой от котлов.

Подпитка осуществляется из городского водопровода. Подпиточная вода предварительно очищается в системе ХВО.

Технологическая схема котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» приведена на рисунке 3.

Технологическая схема котельной
Ленинградская обл., Всеволожский р-н, Муринское сельское поселение,
Охтинская аллея, 13, строение 13

"Утверждаю"
 Главный инженер
 ООО «Петербургтеплоэнерго»
 _____ А.А. Мирер
 _____ 2018 г.

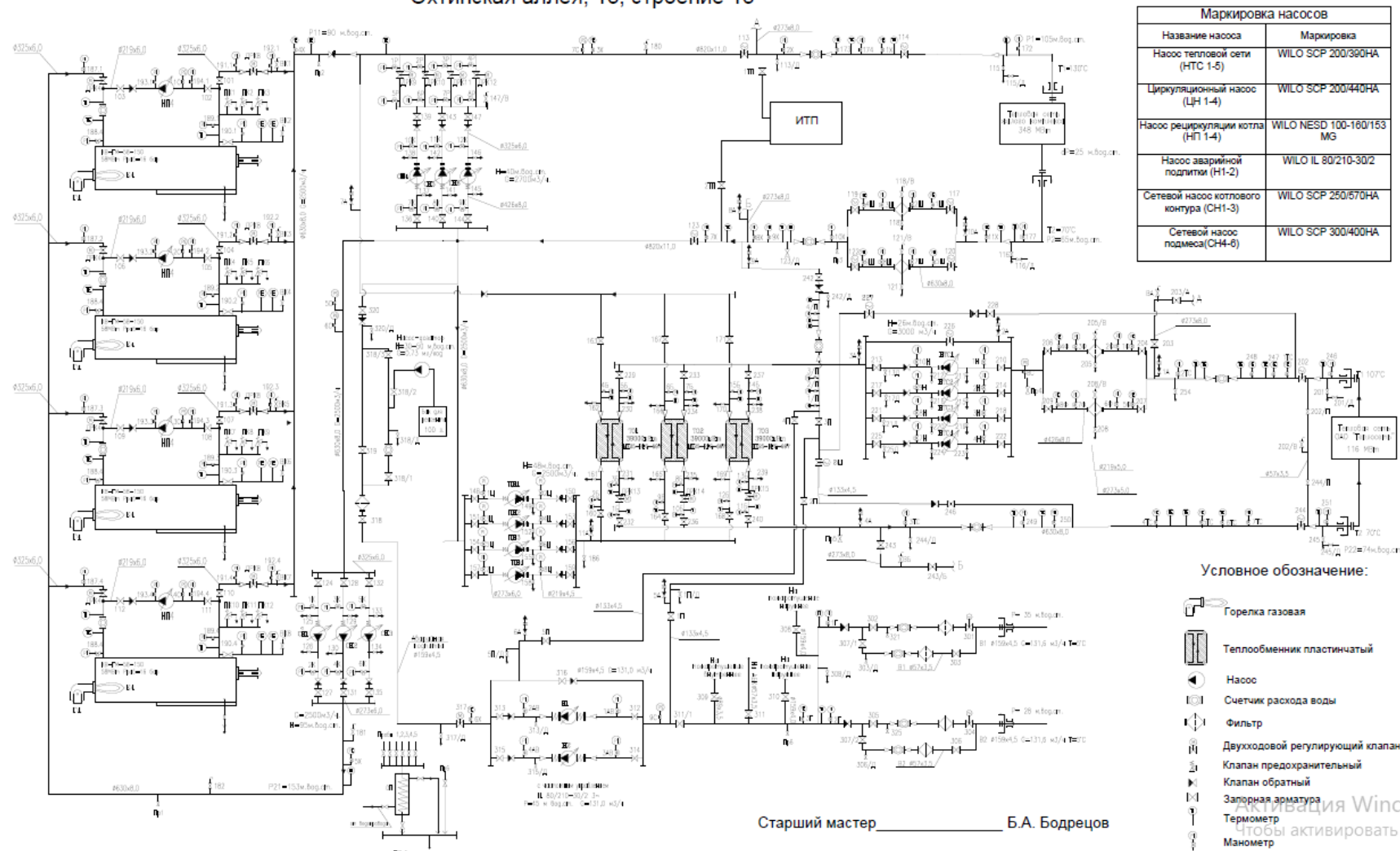


Рисунок 3. Технологическая схема котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» осуществляется по температурному графику 130/70 °С.

Температуру на выходе из котельной в тепловую сеть в соответствии с режимом до 130 °С обеспечивает узел смешения, расположенный между прямым трубопроводом котлового контура и выходом тепловой сети.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Наработка основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» за 2023 г представлена в таблице 4.

Таблица 4. Наработка основного оборудования котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» за 2023 г

период	Наработка, ч				Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	25808	2882	19225	12300	1265	582	1127	620
Февраль	27556	2882	20143	13097	1281	582	1165	630
Март	28316	3599	20143	13141	1287	600	1173	638
Апрель	28540	3616	20143	13141	1287	601	1173	638
Май	28540	3616	20143	13141	1287	601	1173	638
Июнь	28540	3616	20143	13141	1290	601	1173	638
Июль	29376	3616	20143	13141	1290	601	1173	638
Август	29854	3616	20143	13141	1290	601	1173	638
Сентябрь	30115	3616	20143	13141	1312	601	1173	638
Октябрь	30627	4649	20167	13161	1312	636	1183	643
Ноябрь	31282	4649	20167	13816	1327	636	1183	657
Декабрь	32423	5240	20425	14100	1335	636	1190	657
Итого:	6615	2358	1200	1800	70	54	63	37

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлены узлы учета тепловой энергии. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 5.

Таблица 5. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Средства измерений в составе узла учета			Размерность	Диапазон измерений	
Наименование средства измерения	Марка	Место установки		от	до
Узел учета тепла (коммерческий)					
Расходомер электромагнитный	OPTIFLUX 4300 С Зав. № А 15030061	Подающий трубопровод	м3/ч	40	8482,32
Расходомер электромагнитный	OPTIFLUX 4300 С Зав. № А 15030062	Обратный трубопровод	м3/ч	40	8482,32
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 100 Зав.№ 626692	Подпитка	м3/ч	0,62	140
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27117	Щиток	Гкал/ч	0	1000000
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 11534/11534А	Подающий трубопровод	0С	0	180
Термометр сопротивления	ТПТ-1-3 Зав. № 4963	Подпитка	0С	-100	300
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 13206706	Обратный трубопровод	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав.№ 14312325	Подающий трубопровод	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 16313040	Подпитка	МПа	0	1,6
Счетчик холодной воды	ВСХд-15-02 Зав. № 82010299	ИТП	м3/ч	0,04	2
Узел учета воды (технологический)					
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27111	котельный зал	Гкал/ч	0	1000000
Расходомер счетчик ультразвуковой	ВЗЛЕТ МР УРСВ-542 ц Зав .№ 1401618	прямой/обратный трубопровод ЖК	м3/ч		
Термометр сопротивления	ТПТ-1-3 Зав. № 135	газопровод котла №1	0С	-100	300
Измерительное устройство, Ду600	ИУ-042 №1300043	прямой трубопровод ЖК			
Измерительное устройство, Ду600	ИУ-042 №1300070	обратный трубопровод ЖК			
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 15724/15724А	прямой/обратный трубопровод ЖК	0С	0	180
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 14312596	подпитка	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 20316644	газопровод котла №2	МПа	0	1,6
Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-01 Зав. № 14424789	Обратный трубопровод ЖК	МПа	0	1,6
Узел учета воды (котловой) Диафрагмы					
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000333	котёл №1	кПа	0	25
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000334	котёл №2	кПа	0	25
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0000335	котёл №3	кПа	0	25

Средства измерений в составе узла учета			Размерность	Диапазон измерений	
Наименование средства измерения	Марка	Место установки		от	до
Датчик давления	ЭНИ-100-ДД Зав.№ 0008132	котёл №4	кПа	0	25
Диафрагма	Диск Ду 300 № 1974	котёл №1			
Диафрагма	Диск Ду 300 №1976	котёл №2			
Диафрагма	Диск Ду 300 №1975	котёл №3			
Диафрагма	Диск Ду 300 №1977	котёл №4			
Узел учета холодной воды					
Счетчик холодной воды	ВСХНд-100 Зав. № 14551140	ИТП	м3/ч	0,6	300
Счетчик холодной воды	ВСХНд-100 Зав. № 14551173	ИТП	м3/ч	0,6	300
Счетчик холодной воды	ВСХд-20 Зав. № 62091139	ИТП	м3/ч	0,05	5
Счетчик холодной воды	ВСХд-20 Зав. № 63501347	ИТП	м3/ч	0,05	5
Узел учета тепла (собств. нужды)					
Тепловычислитель	СПТ961.2 Зав. № 27276	ИТП	Гкал/ч	0	1000000
Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01 Зав. № 4761/4761А	ИТП	0С	0	180
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 20 Зав.№ 502963	ИТП	м3/ч	0,02	12,0
Преобразователь расхода	ПРЭМ ДУ 20 Зав.№ 513444	ИТП	м3/ч	0,02	12,0
Преобразователь давления	СДВ-И Зав.№ 154875	ИТП	МПа	0	1,6
Преобразователь давления	СДВ-И Зав.№ 154876	ИТП	МПа	0	1,6
Аварийная подпитка					
Счетчик холодной воды	ВСХНд-100 Зав. № 17349073	ХВО	м3/ч		
Узел учета электрической энергии (коммерческий)					
Электросчетчик	Альфа1805	Ввод 1,2			

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.1.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.2. МБУ «ЦБС»

1.2.2.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №2 в настоящее время осуществляет котельная МБУ «ЦБС».

Установленная мощность котельной – 1,29 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения — четырехтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 0,790 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

Сети ГВС – в настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

1.2.2.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750» мощностью 0,645 Гкал/ч каждый.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 6.

Таблица 6. Характеристика основного оборудования котельной МБУ «ЦБС»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальная температура питательной (подпиточной) воды, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения					
1	КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750»	1	2006	-	вода	0,645	Гкал/ч	6	95	-	93	-
2	КВ-ГМ-0,75-115Н «Дорогобуж750»	2	2006	-	вода	0,645	Гкал/ч	6	95	-	93	-
Горелочные устройства												
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Марка горелки			Станционный номер горелки	Заводской номер горелки (при его наличии)	Год ввода горелки в эксплуатацию	Тепловая мощность горелки, Гкал/ч			
1	КВ-ГМ-0,75-115Н	1	G7/1-D"Weishaupt"			1	5410767	2006	1,5			
2	КВ-ГМ-0,75-115Н	2	G7/1-D"Weishaupt"			2	5410761	2006	1,5			

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 7.

Таблица 7. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	1,29
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	1,29
Собственные нужды, Гкал/ч	0,01
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1,28

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника МБУ «ЦБС» представлены в таблице 7. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника МБУ «ЦБС» представлены в таблице 7 – собственные нужды на котельной составляют 0,01 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 1,28 Гкал/ч.

1.2.2.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2006 году.

1.2.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение: в настоящее время тепловые сети ГВС являются недействующими – требуется перекладка трубопроводов.

Подпитка ТС осуществляется из местного водопровода.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной МБУ «ЦБС» осуществляется по температурному графику 95/70 °С.

1.2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной МБУ «ЦБС» представлена в таблице 8.

Таблица 8. Нарботка основного оборудования котельной МБУ «ЦБС» за 2022 год

период	Нарботка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Январь	732	732
Февраль	684	684
Март	732	732
Апрель	732	732
Май	366	366
Июнь	-	-
Июль	-	-

период	Наработка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Август	-	-
Сентябрь	366	366
Октябрь	732	732
Ноябрь	732	732
Декабрь	732	732
Итого:	5856	5856

1.2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется согласно графику поставок тепловой энергии, отраженный в приложениях к договорам теплоснабжения.

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.2.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.3. ООО «Новая Водная Ассоциация»

1.2.3.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №8 в настоящее время осуществляет котельная ООО «Новая Водная Ассоциация».

Установленная мощность котельной – 2,795 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо (для генератора эл. энергии).

Схема теплоснабжения — четырехтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 95/70 °С. Отпуск тепловой энергии на нужды ГВС осуществляется по температурному графику 60/40 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 2,578 Гкал/ч:

- Отопление – 1,595 Гкал/ч;
- ГВС – 0,983 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.3.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла Logano SK745 мощностью 1,59 Гкал/ч и 1,2 Гкал/ч соответственно.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной приведена в таблице 9.

Таблица 9. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	Logano SK745 (N=1850 кВт) фирмы «Buderus»	1	2013	-	вода	1,59	Гкал/ч	6	95	93,6	-
2	Logano SK745 (N=1400 кВт) фирмы «Buderus»	2	2013	-	вода	1,2	Гкал/ч	6	95	93,0	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Марка горелки						Год ввода горелки в эксплуатацию		
1	Logano SK745 (N=1850 кВт) фирмы «Buderus»	1	ES 08.2800 G-VT фирмы «Elco»						2012		
2	Logano SK745 (N=1400 кВт) фирмы «Buderus»	2	G7/1-D"Weishaupt"						2012		

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 10.

Таблица 10. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Значение
Установленная мощность, Гкал/ч	2,795
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	2,795
Собственные нужды, Гкал/ч	0,019
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	2,78

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 10. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.3.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 10 – собственные нужды на котельной отсутствуют, тепловая мощность нетто – 2,78 Гкал/ч.

1.2.3.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2013 году.

1.2.3.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

- теплообменник установлен на котельной, вода, подаваемая потребителю, нагревается водой от котлов.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» в отопительный период осуществляется по температурному графику 95/70 С, отпуск на нужды ГВС (круглый год) - по температурному графику 60/40 °С.

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация» работает круглогодично.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии - тепловычислитель СПТ 961.2 – 1 шт. (зав. №18798).

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.3.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.4. ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

1.2.4.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №10 осуществляет котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ». Транспортировку тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» и ее сбыт конечным потребителям осуществляет ООО «Всеволожская тепловая компания».

Установленная мощность котельной – 29,7 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, аварийный вид топлива – дизельное топливо марки «З» (по ГОСТ 305-82).

Схема теплоснабжения — двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 110/70 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 22,94 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 15,78 Гкал/ч;
- ГВС (макс) – 7,16 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.4.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 4 водогрейных котла: 2 котла Vitomax 200 М мощностью 4,557 Гкал/ч и 2 котла «Термотехник ТТ100» 10,32 Гкал/ч соответственно.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11. Характеристика основного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	1	2013	-	вода	4,557	Гкал/ч	6	110	95	-
2	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	2	2013	-	вода	4,557	Гкал/ч	6	110	95	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2015	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	92,9	-
4	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	4	2015	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	92,9	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки		Примечание					
1	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	1	2015	GKP-600M фирмы «Oilon»		-					
2	Vitomax 200 M (N=5300 кВт)	2	2015	GKP-600M фирмы «Oilon»		-					
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2015	GP-1200M фирмы «Oilon»		-					
4	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	4	2015	GP-1200M фирмы «Oilon»		-					

Таблица 12. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос подмешивающий котлового контура Wilo-TOP-S 80/100	2 шт.
2	Насос подмешивающий котлового контура Wilo-IL100/160-2,2/4	2 шт.
3	Насос сетевого контура Wilo-IL150/335-45/4	4 шт.
4	Бак мембранный расширительный V=5000 л/ «Reflex»	4 шт.
5	Автоматическая установка умягчения непрерывного действия 1-ой ступени HYDROTECH STF 1865-9500 SEM/	1 шт.
6	Автоматическая установка умягчения периодического действия 2-ой ступени HYDROTECH SSF 1465-7700 SET	1 шт.
7	Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 140	1 шт.
8	Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 170	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 13.

Таблица 13. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	29,75
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	29,75
Собственные нужды, Гкал/ч	0,55
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	29,20

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены в таблице 13. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.4.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены таблице 13 – собственные нужды на котельной составляют 0,55 Гкал/ч, тепловая мощность нетто - 29,2 Гкал/ч.

1.2.4.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2013 году. Вторая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2015 году.

1.2.4.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 110 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Подача необходимого количества тепловой энергии на отопление и ГВС регулируется непосредственно в ИТП потребителей.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная, закрытая, с зависимым подключением сетей к источнику теплоты и независимым подключением потребителей через ИТП. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется автоматизировано в ИТП у потребителей, при этом температура теплоносителя в подающих трубопроводах поддерживается постоянной круглогодично. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 110/70 °С.

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлена в таблице 14.

Таблица 14. Нарботка основного оборудования котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» за 2023 год

период	Нарботка, ч			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	740	735	740	0
Февраль	670	665	0	670
Март	740	735	740	0
Апрель	720	720	0	720
Май	740	735	120	0
Июнь	408	400	0	0
Июль	740	690	0	0
Август	740	720	0	0
Сентябрь	720	725	0	0
Октябрь	740	740	0	0
Ноябрь	720	720	0	240
Декабрь	740	730	740	0
Итого:	8418	8315	2340	1630

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии в составе:

- тепловычислитель СПТ 961.2.;
- расходомер электромагнитный ЭРСВ-420Ф «Взлет» с импульсным выходом;
- первичный преобразователь температуры КТСП-Н Pt100/A/4/0,00385/Д=50 мм. $\Delta t_{3...150}^{\circ}\text{C}$.

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.4.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.4.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.5. ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

1.2.5.1. Общие сведения

Теплоснабжение Участка №4 осуществляет котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго».

Установленная мощность котельной – 20,64 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ, резервный вид топлива – дизельное топливо.

Схема теплоснабжения — двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — качественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 115/75 °С.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 15,896 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 10,01 Гкал/ч;
- ГВС – 5,889 Гкал/ч.

Сети отопления и ГВС – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.5.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 3 водогрейных котла «Термотехник ТТ100» 6,88 Гкал/ч каждый.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15. Характеристика основного оборудования котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	92,03	-
2	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	91,65	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2016	-	вода	6,88	Гкал/ч	6	115	90,71	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки						Примечание	
1	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2016	GP-700 М-II фирмы «Oilon»						-	
2	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2016	GKP-700 М-II фирмы «Oilon»						-	
3	«Термотехник ТТ100» (N=8000 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2016	GKP-700 М-II фирмы «Oilon»						-	

Таблица 16. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос BL80/200-30/2 («Wilo», Германия)	4 шт.
2	Насос МНН 204 3 («Wilo», Германия)	2 шт.
3	Насос TOP-S 40/10 PN 6/10 3	2 шт.
4	Насос TOP-S 25/10 1 PN 10	2 шт.
5	Бак мембранный расширительный V=1000 л/	7 шт.
6	Бак мембранный расширительный V=100 л	1 шт.
7	Бак мембранный расширительный V=35 л	1 шт.
8	Установка дозирования ТЕКНА	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 17.

Таблица 17. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	20,64
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	20,64
Собственные нужды, Гкал/ч	0,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	20,64

1.2.5.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены в таблице 17. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.5.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены таблице 17 – собственные нужды на котельной отсутствуют, тепловая мощность нетто – 20,64 Гкал/ч.

1.2.5.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Оборудование котельной было введено в эксплуатацию в конце 2016 года.

1.2.5.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельная работает по следующей схеме: обратная сетевая вода поступает в теплообменник, установленный на источнике, где нагревается до 115 °С водой котлового контура и затем подается в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику - 115/75 °С.

1.2.5.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» работает круглогодично.

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии - тепловычислитель СПТ 961 – 1 шт.

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.5.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.5.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.6. ООО «Энергия»

1.2.6.1. Общие сведения

Теплоснабжение северной части Участка №1 в настоящее время осуществляет котельная ООО «Энергия».

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2018 году. Вторая очередь введена в эксплуатацию в 2023 году.

Установленная мощность котельной – 37,83 Гкал/ч с возможностью увеличения мощности. Основным видом топлива котельной является природный газ.

Схема теплоснабжения — одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной — количественное, в соответствии с утвержденным температурным графиком 105/70 °С.

Подключенная тепловая нагрузка – 34,293 Гкал/ч:

- Отопление – 27,894 Гкал/ч;
- Вентиляция – 1,313;
- ГВС – 5,085 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.6.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 водогрейных котла «Термотехник ТТ100» мощностью 10,318 Гкал/ч каждый и 1 водогрейный котел «Термотехник ТТ100» мощностью 17,2 Гкал/ч.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18. Характеристика основного оборудования котельной ООО «Энергия»

№п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
						Значение	Единица измерения				
1	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2018	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	91,3	-
2	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2018	-	вода	10,32	Гкал/ч	6	110	91,4	-
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2023	-	вода	17,20	Гкал/ч			92,55	-
Горелочные устройства											
№ п/п	Марка котла	Станционный номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Марка горелки						Примечание	
1	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	1	2018	GPK 1200 WD200 MONOX фирмы «Oilon»						-	
2	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	2	2018	GPK 1200 WD200 MONOX фирмы «Oilon»						-	
3	«Термотехник ТТ100» (N=1200 кВт) фирмы «ЭНТРОРОС»	3	2023	GP-2000 ME WD200						-	

Таблица 19. Состав вспомогательного оборудования котельной ООО «Энергия»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Насос WILO (Германия) модель IL 125/145-1,5/4	2 шт.
2	Насос WILO (Германия) модель IL 125/160-3/4	1 шт.
3	Насос WILO (Германия) модель BL 125/390-75/4	5 шт.
4	Насос WILO (Германия) модель HELIX V 1603	2 шт.
5	Бак расширительный мембранный Wester WRV1000	7 шт.
6	Комплекс пропорционального дозирования Zn-ОЭДФ	1 шт.
7	Комплекс пропорционального дозирования щелочи, натрия гидроксида	1 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 20.

Таблица 20. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	37,83
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	37,83
Собственные нужды, Гкал/ч	0,48
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	37,35

1.2.6.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ООО «Энергия» представлены в таблице 20. Ограничений мощности на котельной нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах.

1.2.6.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Энергия» представлены таблице 20 – собственные нужды на котельной составляют 0,48 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 37,35 Гкал/ч.

1.2.6.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Первая очередь котлов введена в эксплуатацию в 2018 году. Вторая очередь введена в эксплуатацию в 2023 году.

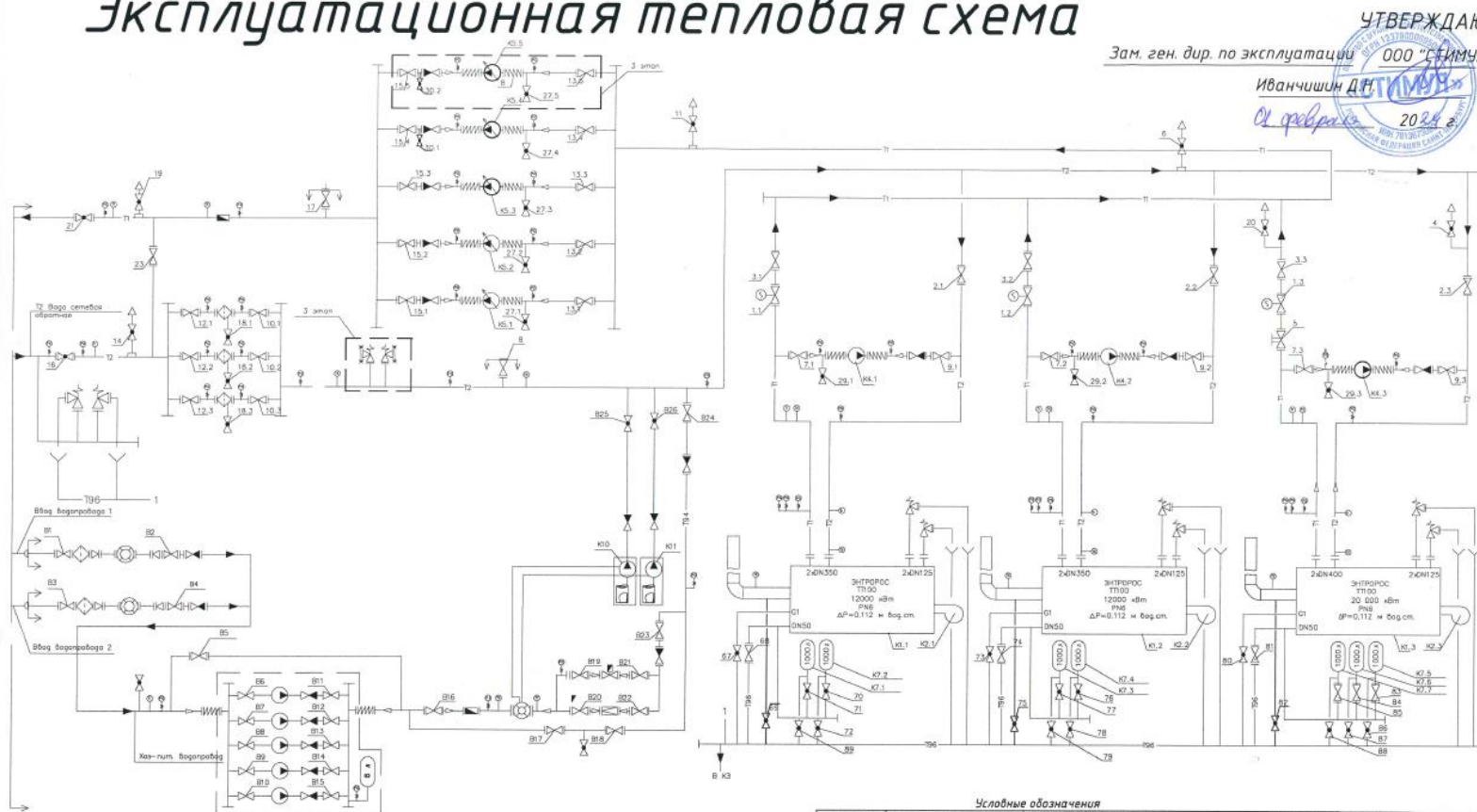
1.2.6.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Тепловая схема котельной одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям количественное. Подача необходимого количества тепловой энергии на отопление и ГВС регулируется непосредственно в ИТП потребителей.

Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

Эксплуатационная тепловая схема котельной ООО «Энергия» приведена на рисунке 4.

Эксплуатационная тепловая схема



УТВЕРЖДАЮ
Зам. ген. дир. по эксплуатации ООО «СТИМУЛ»
Иванчишин Д.Н.
2024 г.

Автоматизированная отдельно стоящая газовая котельная
Ленинградская обл., Всеволожский район, Муринское городское поселение
город Мурино, улица Екатерининская, дом 32, строение 1

Ответственный: Начальник службы эксплуатации ООО «СТИМУЛ» Ярагин А.И.

Условные обозначения			
Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование
	Насос		Кран шаровый
	Фильтр		Клапан предохранительный узловой
	Клапан запорный проходной		Термометр
	Клапан обратный проходной		Датчик температуры
	Вентиль		Датчик давления с механическим редуктором
	Счетчик воды турбинный		Клапан радиционный
	Регулятор давления		Клапан запорный проходной
	Кран с электроприводом		Вентиль обратный
	Манометр с краном запорным		Трубопровод подпиточный воды
	Компенсатор		Трубопровод дренажный безнапорный
			Трубопровод подпиточный (обратный)
			Котел водогрейный
			Гарельня газовая
			Насос котловой
			Насос сетевой
			Насос подпитки
			Расширительные баки
			Бак расширительный мембранный
			Бак запаса воды
			Узел водоподготовки

Рисунок 4. Эксплуатационная тепловая схема котельной ООО «Энергия»

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная, закрытая, с зависимым подключением сетей к источнику теплоты и независимым подключением потребителей через ИТП. Регулирование тепловой нагрузки осуществляется автоматизировано в ИТП у потребителей, при этом температура теплоносителя в подающих трубопроводах поддерживается постоянной круглогодично. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 105/70 °С.

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «Энергия» представлена в таблице 21.

Таблица 21. Нарботка основного оборудования котельной ООО «Энергия» за 2023 год

период	Нарботка, ч			Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)			Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)		
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Январь	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Февраль	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Март	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Апрель	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Май	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Июнь	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Июль	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Август	358	643	-	114	559	-	1	1	-
Сентябрь	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Октябрь	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Ноябрь	358	643	-	114	559	-	-	-	-
Декабрь	358	643	0	114	559	8	-	-	-
Итого:	4663	7721	0	1370	6719	8	1	1	-

1.2.6.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлен узел учета тепловой энергии в составе:

- тепловычислителя ТСП-043 компании «Взлет»;
- расходомера (прямой) Взлет МР УРСВ-122ц Ду;
- расходомера (подпитка) Взлет ЭР ЭРСВ-440ФВ Ду100;
- преобразователя измерительного (адаптер сигналов) Взлет АС-АТВ-3.

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.6.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

1.2.6.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

ГУП «ТЭК СПб»

1.2.6.14. Общие сведения

Теплоснабжение северной части Участка №7 в настоящее время осуществляет котельная «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Установленная мощность котельной – 288,5 Гкал/ч. Основным видом топлива котельной является природный газ. Резервным видом топлива является мазут.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей на территории МО «Муринское городское поселение» – 12,715 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 8,98 Гкал/ч;
- Вентиляция – 3,59 Гкал/ч;
- ГВС – 0,137 Гкал/ч.

Сети отопления – трубы стальные в ППУ изоляции.

1.2.6.15. Структура основного оборудования

На котельной установлено 9 котлов:

- 4 водогрейных котла ПТВМ-50 мощностью 50 Гкал/ч каждый;
- 5 паровых котлов ДКВр 20/13 мощностью 15,7 Гкал/ч каждый.

Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной приведены в таблицах 22 – 23.

Таблица 22. Характеристика основного оборудования котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов		Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка на отопительный пункт	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Наличие и тип охладителей пара	Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %	
«Северомуринская» СПб, Мурино, д. 11	1	ПТВМ-50	50	303,135	ДКБ	2014	Газ/мазут	Непрерывное умягчение (Na-катионитовые фильтры)	Релейная автоматика («Контур»)	Атмосферные ДА300/50 - 2 шт., ДАМ300-15 - 1 шт., ДА150/50 - 1 шт.	ОВА - 24- 3 шт.	СПТ-961	Давление: до 1,3 МПа; Температура: до194°С	Теплофикационные типа ВТИ (5 ед.)	125	в наличие/94,3	
	2	ПТВМ-50	50		ДКБ	2009	Газ/мазут								150	в наличие/92,9	
	3	ПТВМ-50М	60		ДКБ	2005	Газ/мазут								150	в наличие/92,7	
	4	ПТВМ-50	50		ДКБ	2012	Газ/мазут								130	в наличие/93,3	
	5	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2007	Газ/мазут								Средняя температура: 125	-	
	6	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2009	Газ/мазут									в наличие/93,4	
	7	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	1971	Газ/мазут									-	
	8	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	1973	Газ/мазут									-	
	9	ДКВр 20/13	15,7 (20)		БиКЗ	2014	Газ/мазут									в наличие/94,3	

Таблица 23. Состав вспомогательного оборудования котельной «Северомуринская»

№ п/п	Наименование вспомогательного оборудования	Количество
1	Сетевой насос СЭ 1250-140	2 шт.
2	Сетевой насос РСМ 1250-140	1 шт.
3	Сетевой насос 1 Д 630-90	1 шт.
4	Подпиточный насос 1 Д 500-63	3 шт.
5	Подпиточный насос 14 НДС-60	1 шт.
6	Подпиточный насос 1 Д 315-51	1 шт.
7	Подпиточный насос К 100-65-250	1 шт.
8	Питательный насос ЦНСГ 60-231	3 шт.
9	Питательный насос ЦНСГ 60-198	1 шт.
10	Дутьевой вентилятор паровых котлов ВД-12	5 шт.
11	Дымосос паровых котлов Д-13,5	5 шт.

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 24.

Таблица 24. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная мощность, Гкал/ч	288,5
в т.ч. в горячей воде, Гкал/ч	210
в т.ч. в паре, т/ч	100
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	202,3
в т.ч. в горячей воде, Гкал/ч	188,33
в т.ч. в паре, т/ч	41
Собственные нужды, Гкал/ч	8,03
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	194,27

1.2.6.17. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Величина ограничений установленной мощности на котельной составляет 86,2 Гкал/ч. Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 24.

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Северомуринская» представлены таблице 24 – собственные нужды на котельной составляют 8,03 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 194,27 Гкал/ч.

1.2.6.18. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения об эксплуатационных показателях основного оборудования котельной «Северомуринская» представлены в таблице 25.

Таблица 25. Эксплуатационные показатели основного оборудования котельной «Северомуринская»

Тип (марка) оборудования	Год ввода оборудования в эксплуатацию, год	Дата обследования котлов	Год последнего освидетельствования при допуске эксплуатации после ремонта	Нормативный срок службы (парковый ресурс), лет (ч)	Ожидаемый год достижения нормативного/назначенного срока службы (ресурса)	Основные мероприятия по продлению ресурса
ПТВМ-50	2014	25.04.2022	2021	20	2034	–
ПТВМ-50	2009	14.05.2022	2021	16	2025	–
ПТВМ-50М	2005	07.06.2022	2020	20	2025	–
ПТВМ-50	2012	05.07.2022	2019	20	2032	–
ДКВр-20/13	2007	запрет	запрет	20	запрет	-
ДКВр-20/13	2009	-	2022	20	2029	Капитальный ремонт 2022г.
ДКВр-20/13	1971	запрет	запрет	20	запрет	–
ДКВр-20/13	1973	запрет	запрет	20	запрет	–
ДКВр-20/13	2014	02.08.2022	2019	20	2034	–

1.2.6.19. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Тепловая схема котельной одноконтурная, с зависимым присоединением к двухтрубной тепловой сети. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям количественное. Подпитка ТС осуществляется из водопроводной сети.

Тепловая схема котельной «Северомуринская» приведена на рисунке 5.

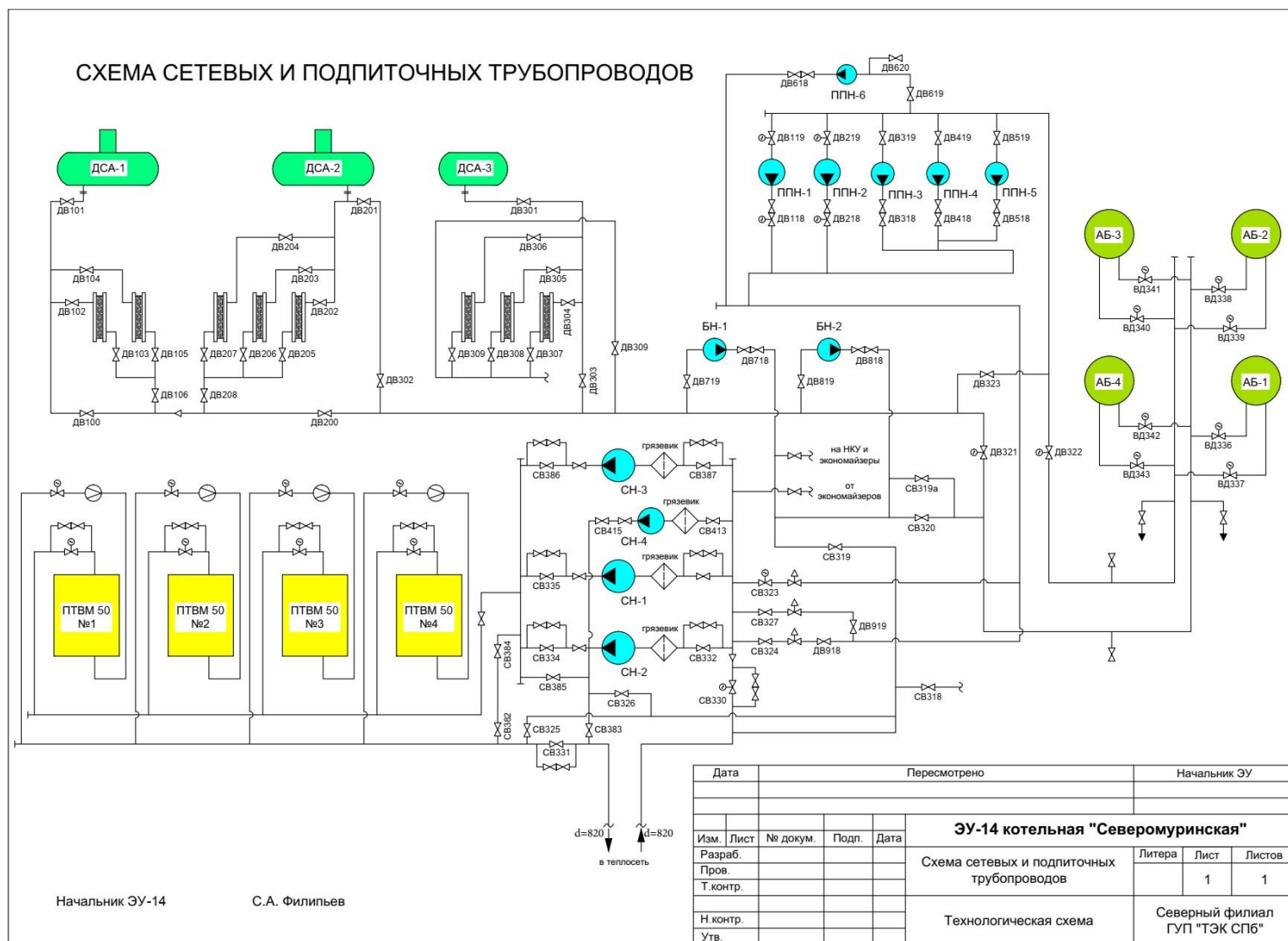


Рисунок 5. Схема выдачи тепловой мощности котельной «Северомуринская»

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

Схема тепловых сетей от котельной – двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Расчетные температуры сетевой воды для котельной – 150/70 °С.

1.2.6.21. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной ГУП «ТЭК СПб» представлена в таблице 26.

Таблица 26. Нарботка основного оборудования котельной ГУП «ТЭК СПб» за 2023 год

период	Нарботка, ч						Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)						Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)					
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №6	Котел №9	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №6	Котел №9	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №6	Котел №9
Январь	794	0	744	744	73	744	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Февраль	672	0	672	672	672	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Март	744	452	744	291	744	744	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Апрель	720	148	720	0	588	720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Май	276	0	252	0	102	269	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Июнь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Июль	221	0	0	0	333	358	10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
Август	255	0	0	0	598	624	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	361	0	0	91	394	394	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Октябрь	29	590	544	418	744	744	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
Ноябрь	708	0	708	708	708	708	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Декабрь	744	0	744	744	744	744	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого:	5524	1190	5128	3668	5700	6721	28	0	0	0	0	0	1	2	1	1	3	1

1.2.6.22. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источнике установлены узлы учета тепловой энергии. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 27.

Таблица 27. Перечень приборов учета тепловой энергии на котельной ГУП «ТЭК СПб»

Наименование тепловой сети	Наименование средства измерения	Марка	Размерность	Диапазон измерений	
				от	до
Северомуринская	тепловычислитель	СПТ-961.2			
	Регистратор	Ф1770-АД-М	мА	4	20
Подающий трубопровод	расходомер-счетчик ультразвуковой	OPTISONIC3400	м3/ч	0	6791
	датчик температуры	КТПТР-01	гр.С	0	180
	датчик давления	Метран-150 TG3	МПа	0	1,6
Обратный трубопровод	расходомер-счетчик ультразвуковой	OPTISONIC3400	м3/ч	0	6791
	датчик температуры	КТПТР-01	гр.С	0	180
	датчик давления	Метран-150 TG3	МПа	0	1 Мпа
подпитка	датчик давления гор.вода	Сапфир22М-ДИ	МПа	0	1,6
	расходомер	Метран-150СД1	Мпа	0	4 кпа
	расходомер	Метран -150 СД3	Мпа	0	63 кпа
	диафрагма	СУ d20=340,15мм	мм	0	D20=511 d20=340,15
	датчик температуры	ТСМ-1088	гр.С	-50	150

1.2.6.23. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.6.24. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ГУП «ТЭК СПб» отсутствуют.

1.2.6.25. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.7. ПАО «ТГК-1»

1.2.7.1. Общие сведения

Источником теплоснабжения абонентов через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО» является Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1», расположенная за территорией МО «Муринское городское поселение».

Установленная мощность ТЭЦ-21 – 1 208,0 Гкал/ч. Основным видом топлива ТЭЦ является природный газ. Резервным видом топлива является мазут М-100.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей на территории МО «Муринское городское поселение» через тепловые сети АО «Теплосеть СПб» – 200,15 Гкал/ч, в т.ч.:

- Отопление – 117,78 Гкал/ч;
- Вентиляция – 10,56 Гкал/ч;
- ГВС (макс) – 71,82 Гкал/ч.

Кроме потребителей, подключенных через тепловые сети АО «Теплосеть СПб», к Северной ТЭЦ-21 через тепломагистраль «Суздальская» подключена котельная ООО «Петербургтеплоэнерго» с нагрузкой 100 Гкал/ч.

1.2.7.2. Структура основного оборудования

На ТЭЦ-21 установлено следующие основное энергетическое оборудование:

- 5 теплофикационных турбоагрегатов Т-100/120-130;
- 5 энергетических котлоагрегатов ТГМ-96Б;
- 2 пиковых водогрейных котлоагрегата КВГМ-100 и КВГМ-139,5 (120)-150.

Характеристики основного оборудования ТЭЦ приведены в таблицах 28-0.

Таблица 28. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-96Б	1	1975	480	143	560	Газ природный	Мазут
ТГМ-96Б	2	1976	480	143	560	Газ природный	Мазут
ТГМ-96Б	3	1978	480	143	560	Газ природный	Мазут
ТГМ-96Б	4	1981	480	143	560	Газ природный	Мазут
ТГМ-96Б	5	1983	4800	143	560	Газ природный	Мазут
Итого:	–	–	2400	–	–	–	–

Таблица 29. Технические характеристики водогрейных котлоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
КВГМ-100	1	1986	100	70	150	Газ природный	Мазут
КВГМ-139,5 (120)-150	2	2014	120	75	150	Газ природный	Мазут
Итого:	–	–	220	–	–	–	–

Таблица 30. Технические характеристики паровых котлоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Марка котла	Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Вид вырабатываемого теплоносителя	Производительность котла		Номинальное давление теплоносителя на выходе, кгс/см ²	Номинальная температура теплоносителя на выходе, °С	Номинальный КПД, %	Примечание
					Значение	Единица измерения				
1	ГМ-50-14-250	1	Проведение пуско- наладочных работ и режимно- наладочных испытаний	пар	50	т/ч	14	250	94,0	
2	ГМ-50-14-250	2	1974	пар	50	т/ч	14	250	94,0	Консервация
3	ГМ-50-14-250	3	1982	пар	50	т/ч	14	250	94,0	Консервация
4	ГМ-50-14-250	4	1985	пар	50	т/ч	14	250	94,0	

Таблица 31. Технические характеристики турбоагрегатов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

№ п/п	Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кг/см ²	Температура острого пара, град. °С
						УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
1	T-100/120-130-2	1	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1975	100	168	168	—	133	555
2	T-100/120-130-3	2	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1976	100	168	168	—	133	555
3	T-100/120-130-3	3	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1978	100	168	168	—	133	555
4	T-100/120-130-3	4	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1981	100	168	168	—	133	555
5	T-100/120-130-4	5	Турбомоторный завод (ОАО), г. Екатеринбург	1983	100	168	168	—	133	555
Итого:					500	840	840	—	—	—

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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 32.

Таблица 32. Параметры установленной тепловой мощности

Наименование	Источник
Установленная электрическая мощность, МВт	500
Располагаемая электрическая мощность, МВт	500
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1208,0
Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	1148,0
Собственные нужды, Гкал/ч	23,0
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1125,0

1.2.7.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Величина ограничений установленной мощности на ТЭЦ отсутствуют. Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источника ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 32.

1.2.7.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто Северной ТЭЦ-21 представлены в таблице 32 – собственные нужды ТЭЦ-21 составляют 23,0 Гкал/ч, тепловая мощность нетто – 1125,0 Гкал/ч.

1.2.7.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения об эксплуатационных показателях основного оборудования Северной ТЭЦ-21 представлены в таблице 33.

Таблица 33. Эксплуатационные показатели энергетических котлов Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Ст. N	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка На конец года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-96Б	1975	300000	262 602	2030	—	—	—
2	ТГМ-96Б	1976	300000	243 920	2044	—	—	—
3	ТГМ-96Б	1978	300000	241 542	2038	—	—	—
4	ТГМ-96Б	1981	300000	218 949	2041	—	—	—
5	ТГМ-96Б	1983	300000	219 101	2037	—	—	—

Таблица 34. Эксплуатационные показатели паровых турбин Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Ст. N	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	T-100/120-130-2	1975	220000	262 602	2015	7	10	262949	1	2023
2	T-100/120-130-3	1976	220000	243 920	2019	7	9	231000	1	2021
3	T-100/120-130-3	1978	220000	241 542	2020	3	5	26400	1	2025
4	T-100/120-130-3	1981	220000	218 949	2024	7	9	—	—	—
5	T-100/120-130-4	1983	220000	219 101	2024	3	4	—	—	—

1.2.7.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Схема выдачи тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 представлена на рисунке 6.

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

Схема тепловых сетей от ТЭЦ-21 – двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Расчетные температуры сетевой воды для ТЭЦ – 150/70 °С с ограничением максимальной температуры теплоносителя величиной: 110°С.

1.2.7.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Данные по коэффициентам использования установленной электрической и тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 35.

Таблица 35. Коэффициенты использования установленной электрической и тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2018	27,37	64,74
2019	59,95	65,31
2020	42,88	42,63
2021	43,00	48,01
2022	43,44	48,19
2023	43,44	48,19

1.2.7.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Данные об установленных приборах учета на Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» приведены в таблице 36.

Таблица 36. Перечень приборов учета тепловой энергии на Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»

Место установки узла учета ТЭ, теплоносителя	Номер, наименование тепловой сети	Наименование прибора	Тип прибора	Размерность	Диапазон измерений	
					от	до
Северная ТЭЦ-21	Суздальская тепломагистраль	Тепловычислитель	Stardom	-	-	-
	Подающий трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	650	15000
		Датчик давления	EJX-110A	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Обратный трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	600	13000
		Датчик давления	EJA110A	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
	Тепломагистраль Ново-Девяткино	Тепловычислитель	Stardom	-	-	-
	Подающий трубопровод	Расходомер	РППД	т/ч	67	1300
		Датчик давления	EJX-110A	МПа	0	2

Место установки узла учета ТЭ, теплоносителя	Номер, наименование тепловой сети	Наименование прибора	Тип прибора	Размерность	Диапазон измерений	
					от	до
	Обратный трубопровод	Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
		Расходомер	РППД	т/ч	57	1300
		Датчик давления	ЕJA110A	МПа	0	2
	Тепломагистраль Турбоатомгаз	Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
		Тепловычислитель	Stardom	-	-	-
		Расходомер	РППД	т/ч	70	1600
	Подающий трубопровод	Датчик давления	ЕJA110A	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
		Расходомер	РППД	т/ч	70	1600
	Обратный трубопровод	Датчик давления	ЕJA110A	МПа	0	2
		Датчик температуры	КТПТР-01-100П	°С	0	180
		Расходомер	РППД	т/ч	70	1600

1.2.7.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные об авариях и отказах оборудования (и времени восстановления) Северной ТЭЦ-21 за 2023 гг. с указанием их причин приведены в таблице 37.

Таблица 37. Данные об авариях и отказах оборудования (и времени восстановления) Северной ТЭЦ-21 за 2023 г.

Наименование оборудования	Ст. №	Вид планового простоя (КР, СР, ТР, реконструкция и т.п.)	Время простоя, факт, час	Время простоя план (по утверждённым планам)	Причины отклонения фактического времени простоя от плана, кем согласовано	Вид, номер и дата оперативной заявки, поданной в РДУ	Примеч.
Блок	1	ПЛН ВПр	1896	2232	по плану с 5 июня, открыли заявку с 19 июня	ВПр ст №99, ТГК №2293; РДУ №8068 от 02.06.23 г.;	
		НО АР	51	-	ремонт системы регулирования турбины	НО АР ст №142, ТГК №3881 РДУ №15268 от 04.09.23 г.	
		НПЛН ВПр	17	-	для выполнения заявки (работ) ОАО «ОЭК» №295, 296 и 298.	ст №190, ТГК №4878 РДУ №19226 от 24.10.23 г.	
Блок	2	НО АР	32	-	устранение течи масла подшипника №10 возбудителя ТГ-2	НОАР ст №18, ТГК №238; РДУ №529 от 26.01.23 г.;	
		ПЛН КР	4216	4288		КР ст №89, ТГК №1967;	

Наименование оборудования	Ст. №	Вид планового простоя (КР, СР, ТР, реконструкция и т.п.)	Время простоя, факт, час	Время простоя план (по утверждённым планам)	Причины отклонения фактического времени простоя от плана, кем согласовано	Вид, номер и дата оперативной заявки, поданной в РДУ	Примеч.
						РДУ №6783 от 15.05.23 г.;	
		ПЛН ТР	85	168		ст №202, ТГК №5258 РДУ 20776№ от 16.11.23 г.	
Блок	3	ПЛН ТР	168	168		ТР ст №31, ТГК №485; РДУ №1371 от 14.03.23 г.;	
		ПЛН ТР	264	264		ТР ст №124, ТГК №2970 РДУ №11293 от 14.07.23 г.	
		ПЛН ТР	18	168		ст №177, ТГК №4698 РДУ 18696№ от 16.10.23 г.	
		НПЛН ТР	53	53		ст №223, ТГК №57024 РДУ 22154 № от 16.11.23 г.	
		ПЛН ВПр	1632	1924	по плану с 5 июня, открыли заявку с 19 июня	ВПр ст №98, ТГК №2292; РДУ №8067 от 02.06.23 г.;	
		АВ ВПр	26	-	отключение В-110 кв БГТ-3,4	АВ ВПр ст №69, ТГК №1697; РДУ №5574 от 28.04.23 г.;	
Блок	4	АВ АР	8	-	устранение дефекта з - ки №43 К-4	АВ АР ст №4, ТГК №46; РДУ №137 от 12.01.23 г.;	
		НО АР	66	-	устранение свища на коллекторе нижних точек К-4	НО АР ст №7, ТГК №72; РДУ №209 от 14.01.23 г.;	
		АВ АР	4	-	ремонт датчика контроля оборотов ТГ-4	АВ АР ст №75, ТГК №1714; РДУ №5669 от 28.04.23 г.;	
		АВ ВПр	14	-	отключение В-110 кв БГТ-3,4	АВ ВПр ст №70, ТГК №1698; РДУ №5570 от 28.04.23 г.;	
		ПЛН РЕК	5880	5880		ПЛН РЕК ст №52, ТГК №1288; РДУ №4610 от 10.04.23г.;	
Блок	5	ПЛН ТР	144	168		ТР ст №13, ТГК №189;	

Наименование оборудования	Ст. №	Вид планового простоя (КР, СР, ТР, реконструкция и т.п.)	Время простоя, факт, час	Время простоя план (по утвержденным планам)	Причины отклонения фактического времени простоя от плана, кем согласовано	Вид, номер и дата оперативной заявки, поданной в РДУ	Примеч.
						РДУ №484 от 24.01.23 г.;	
		ПЛН ТР	168	168		ТР ст №58, ТГК №1476; РДУ №4998 от 9.04.23 г.;	
		ПЛН ВПр	288	288	останов ТЭЦ	ВПр ст №115, ТГК №2791 РДУ10234 № от 03.07.23 г.	
		НО АР	3	-	выяснение причины нагрева подш.№9 ТГ-5	НО АР ст №43, ТГК №800; РДУ №2305 от 09.03.23 г.;	
		НО ВПр	18	-	ремонт сливного тр-да системы техн. водоснабжения	ст №176, ТГК №4697 РДУ 18694 № от 16.10.23 г.	
		НО АР	69	-	ремонт прокладки лаза барабана К-5	ст №160, ТГК №4516 РДУ 18014 № от 09.10.23 г.	

1.2.7.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования отсутствуют.

1.2.7.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.8. АО «НПО «Поиск»

1.2.8.1. Общие сведения

На территории городского поселения находится одна производственная котельная - котельная Акционерного общества «Научно-производственное объединение «Поиск», расположенная на юге квартала Медвежий Стан.

Производство тепловой энергии осуществляется на котельной АО «НПО «Поиск», расположенной по адресу: Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3.

Котельная имеет установленную мощность 30 т/ч и снабжает тепловой энергией в паре следующие объекты: ФГКОУ ВО СПбУ МВД РФ, ООО «Скандинавия Плюс», АО «УК «Корта». В качестве основного оборудования установлены 2 паровых котла ДКВр 10/13, основным топливом которых является природный газ, резервное топливо отсутствует. На источнике также установлены: деаэратор атмосферный типа ДСА-50/25, экономайзер типа ЭБ-1-300.

1.2.8.2. Структура основного оборудования

На котельной установлено 2 паровых котла ДКВр 10/13 общей мощностью 20 т/ч. Котельная работает в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии 95–70 °С.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 38.

На источнике также установлено следующее вспомогательное оборудование:

- Насос сетевой Д 320/50, 75 КВт – 2 шт.;
- Насос холодной воды КМ-80-50, 15 КВт – 2 шт.;
- Насос подпиточный КМ 65-50-160, 4 КВт – 3 шт.;
- Насос питательный ЦСНГ 105-13, 11 КВт – 3 шт.;
- Вентилятор дутьевой ВДН-10 – 2 шт.;
- Дымосос ДН-12,5 – 2 шт.

Таблица 38. Характеристика основного оборудования котельной АО «НПО «Поиск»

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Наличие и тип охладителей выпара	Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %
Котельная АО «НПО «Поиск» Ленинградская область, г. Мурино, ул. Лесная, д.3	ДКВр 10/13-2 шт.	13,4 Гкал/ч 10 т/ч	-	Бийский котельный завод	1978, 1985	Газ	Деаэратор атмосферный, натрий- катионитовые фильтры (умягчение по 2 ступеням)	Модифицированный «Контур» щит управление на базе ПЛК-160	ДА 50/25	ОВ-2	-	Рабочее давление 6 кгс/см ² , 135 °С	-330	За котлом: 180 За экономайзером: 100	есть

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

На котельной установлено два паровых котла ДКВр 10/13 теплопроизводительностью 10 т/ч каждый. Установленная мощность котельной составляет 30 т/ч.

1.2.8.4. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Располагаемая мощность котельной АО «НПО «Поиск» составляет 20 т/ч.

1.2.8.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Потребление тепловой мощности котельной АО «НПО «Поиск» на собственные нужды отсутствуют. Тепловая мощность нетто котельной составляет 20 т/ч.

1.2.8.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной АО «НПО «Поиск»:

- паровой котлоагрегат №2 – 1978 г.;
- паровой котлоагрегат №3 – 1985 г.

1.2.8.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Технологическая схема котельной АО «НПО «Поиск» не предоставлена.

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

Система теплоснабжения котельной АО «НПО «Поиск» – двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Теплоснабжение потребителей осуществляется только в отопительный период, отбор тепла на ГВС отсутствует.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск» представлен в таблице 39.

Таблица 39. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск»

№ п/п	Температура наружного воздуха °С	Температура прямой сетевой воды (после подогревателей) к абонентам °С	Температура обратной сетевой воды °С
1	+5	47	39
2	+4	49	41
3	+3	51	42
4	+2	53	44
5	0	56	46
6	-1	58	47
7	-2	60	48
8	-3	61	49
9	-4	63	50
10	-5	65	51
11	-6	66	52
12	-7	68	54
13	-8	70	55
14	-9	71	56
15	-10	73	57
16	-11	74	58
17	-12	76	58
18	-13	78	59
19	-14	79	60
20	-15	81	61
21	-16	82	62
22	-17	84	64
23	-18	85	64
24	-19	86	65
25	-20	87	66
26	-21	89	67
27	-22	91	68
28	-23	92	68
29	-24	94	69
30	-25	95	70

1.2.8.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной АО «НПО «Поиск» представлена в таблице 40.

Таблица 40. Нарботка основного оборудования котельной АО «НПО «Поиск» за 2023 год

период	Нарботка, ч		Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)		Количество пусков из горячего состояния (при простое более 12 часов)	
	Котел №2	Котел №3	Котел №2	Котел №3	Котел №2	Котел №3
Январь	425	314	-	-	1	-
Февраль	355	337	-	-	2	1
Март	-	744	-	-	-	-
Апрель	-	636	-	2	-	-
Май	-	245	-	1	-	-
Июнь	-	-	-	-	-	-
Июль	-	-	-	-	-	-
Август	-	-	-	-	-	-
Сентябрь	-	-	-	-	-	-
Октябрь	-	720	-	6	-	1
Ноябрь	158	558	-	3	1	1
Декабрь	99	643	-	-	2	2
Итого:	1037	4197	-	12	6	5

1.2.8.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета отпуска тепла на котельной отсутствуют.

1.2.8.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования на котельной отсутствуют, все отключения являются плановыми.

1.2.8.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования отсутствуют.

1.2.8.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них

Описание тепловых сетей основывается на данных, предоставленных теплоснабжающим и теплосетевым организациям, действующим на территории Муниципального образования «Муринское городское поселение», а также на данных завершенных энергетических обследований, выполненных не позднее чем за 5 лет до актуализации схемы теплоснабжения, и сопровождается графическим материалом (электронные карты-схемы тепловых сетей, зоны действия источников, энергетические балансы тепловых сетей).

1.3.1. 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

Система теплоснабжения котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной МБУ «ЦБС» закрытая, четырехтрубная. В настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

Система теплоснабжения котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» закрытая, четырехтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения котельной ООО «Энергия» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения ГУП «ТЭК СПб» двухтрубная. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения АО «Теплосеть СПб» двухтрубная. Часть потребителей подключена по зависимой схеме, часть по независимой. Отбор на нужды ГВС осуществляется.

Система теплоснабжения АО «НПО «Поиск» закрытая, двухтрубная. Отбор на нужды ГВС не осуществляется.

Характеристики тепловых сетей представлены в таблице 41.

Таблица 41. Характеристики тепловых сетей

Наименование	Характеристика тепловых сетей								
Источник теплоснабжения, связанный с тепловыми сетями	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»	БМК Лаврики д.34	Котельная МБУ «ЦБС»	Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»	ООО «Энергия»	ГУП «ТЭК СПб»	Котельная АО «НПО «Поиск»
Наименование предприятия, эксплуатирующего тепловые сети	ООО «Петербургтеплоэнерго»	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	ООО «ВТК»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»; ООО «Теплоэнерго»	ООО «Энергия»	ГУП «ТЭК СПб»	АО «НПО «Поиск»
Вид тепловых сетей (централизованный или локальный)	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с	централизованные т/с
Год ввода в эксплуатацию	2014 - 2023	2016	2013-2015	2013	1978	1960-2022	2018-2022	1978-2015	1978
Протяженность трубопроводов тепловых сетей в 2х трубном исчислении	27761,063 м в 2х трубном исчислении	1 074,55 м в 2х трубном исчислении;	2 032,24 м в 2х трубном исчислении	142,6 м в 2х трубном исчислении	599,45 м в 2х трубном исчислении (сети ТС) 244,2 м в 2х трубном исчислении (сети ГВС недействующая)	14 186,39 м в 2х трубном исчислении(АО «Теплосеть Санкт-Петербурга») 2 841,42 2х трубном исчислении ООО «Теплоэнерго	1468,268 м в 2х трубном исчислении	3 696,19 м в 2х трубном исчислении	1700 м в 2х трубном исчислении
Тип теплоносителя и его параметры	Вода 130/70 °С	Вода 115/75 °С	Вода 110/70 °С	Вода 95/70 °С	Вода 95/70 °С	Вода 150/70°С	Вода 105/70 °С	Вода 150/70°С	Вода 95/70 °С
Способ прокладки	Канальная, бесканальная, по подвалам и футляре	Канальная, бесканальная	Подземная, канальная, в футляре	Подземная, канальная	Подземная	Надземная, канальная, бесканальная, по подвалам и футляр	Канальная, бесканальная	Надземная, канальная, бесканальная, по подвалам и футляр	Надземная, канальная
Периодичность и параметры испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери)	1. Гидравлические испытания проводятся ежегодно после окончания отопительного сезона.								
	2. Температурные испытания проводятся в конце отопительного сезона.								

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схемы тепловых сетей в зоне действия каждой теплоснабжающей организации приведены на рисунках 7 – 15.

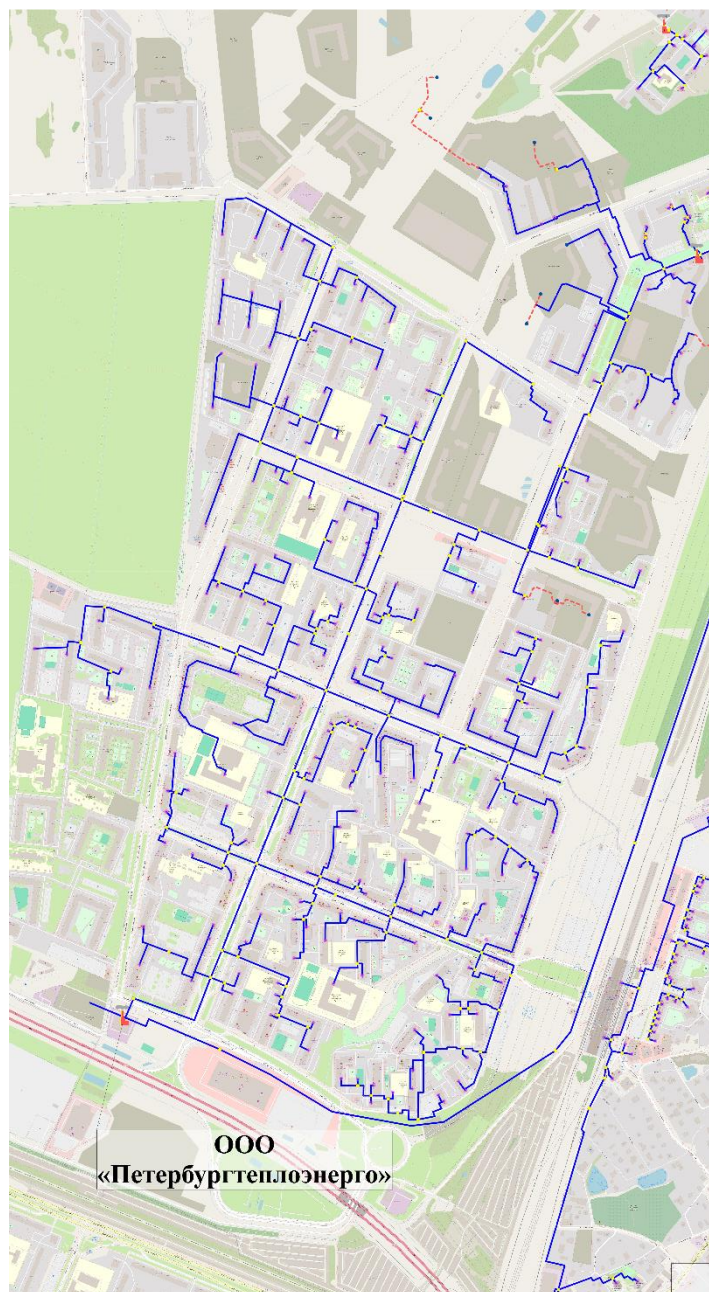


Рисунок 7. Схема тепловых сетей котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»



Рисунок 8. Схема тепловых сетей котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

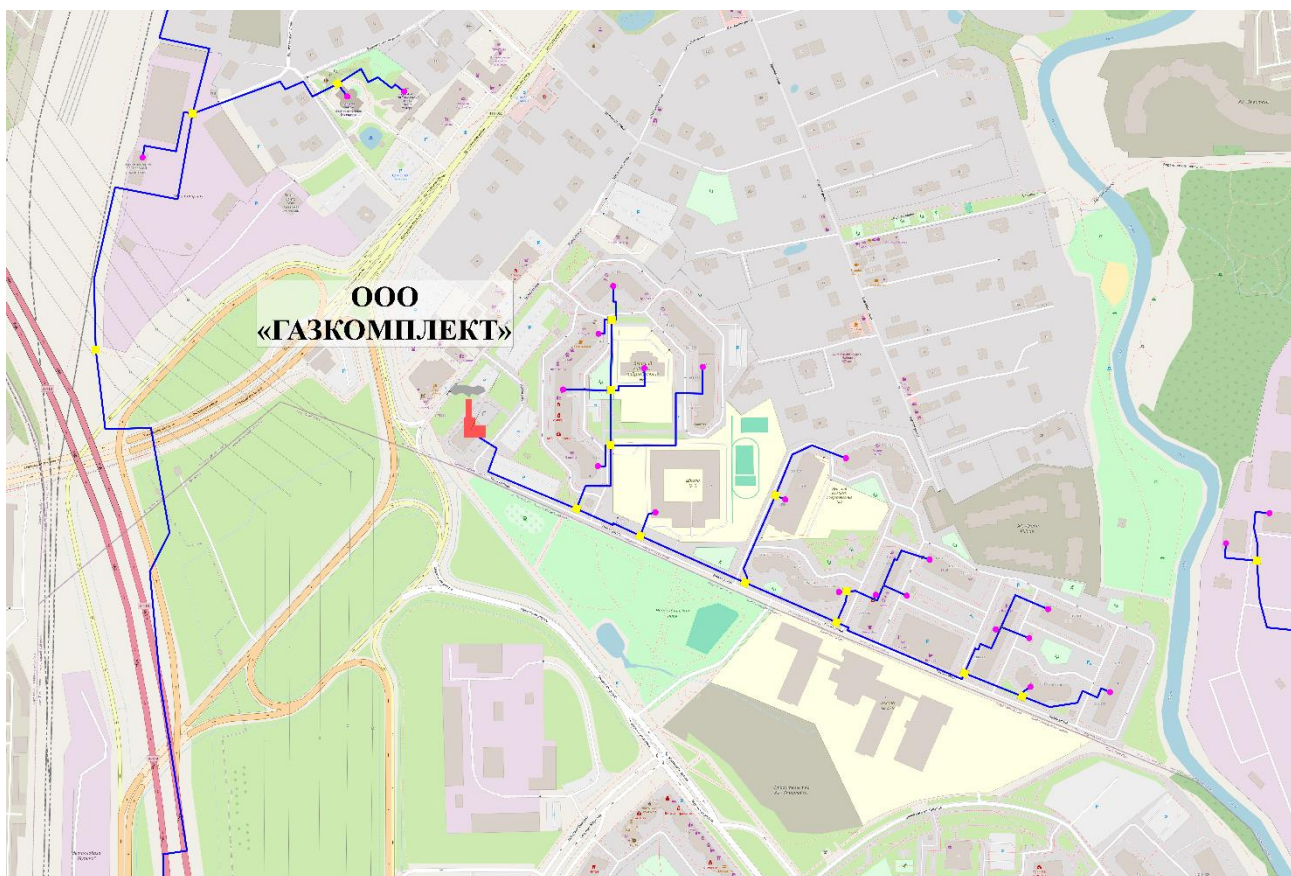


Рисунок 9. Схема тепловых сетей котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

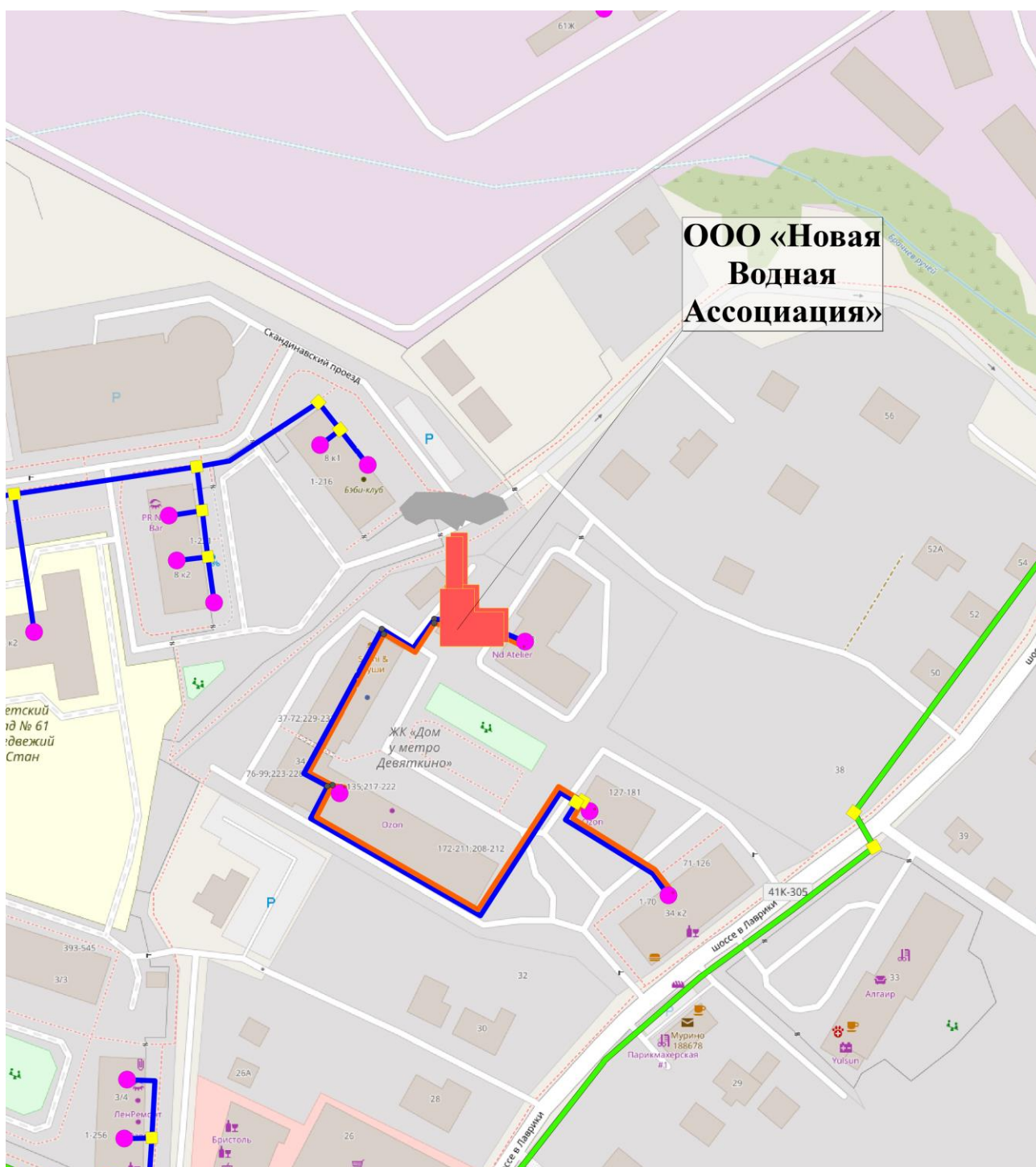


Рисунок 10. Схема тепловых сетей котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

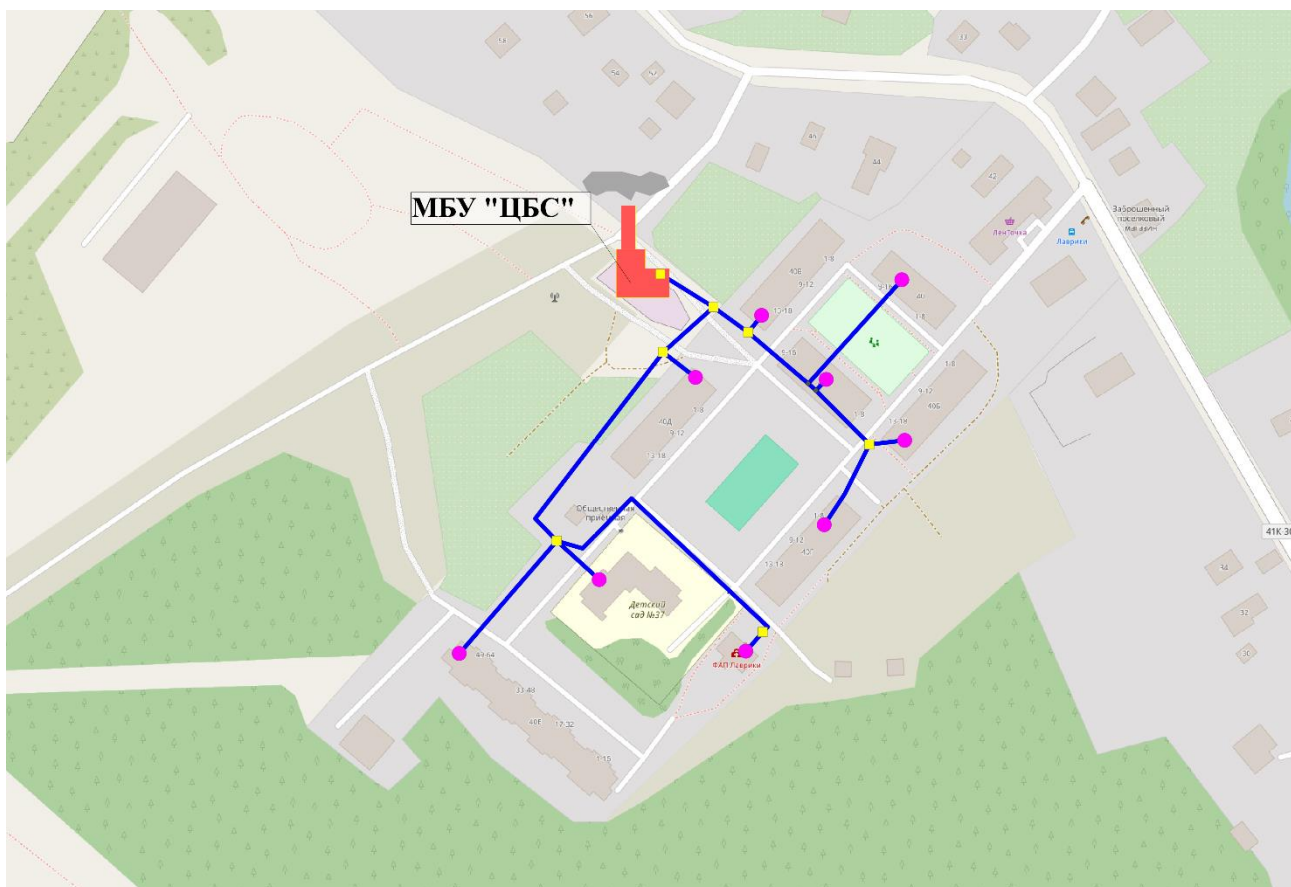


Рисунок 11. Схема тепловых сетей котельной МБУ «ЦБС»



Рисунок 12. Схема тепловых сетей котельной ООО «Энергия»

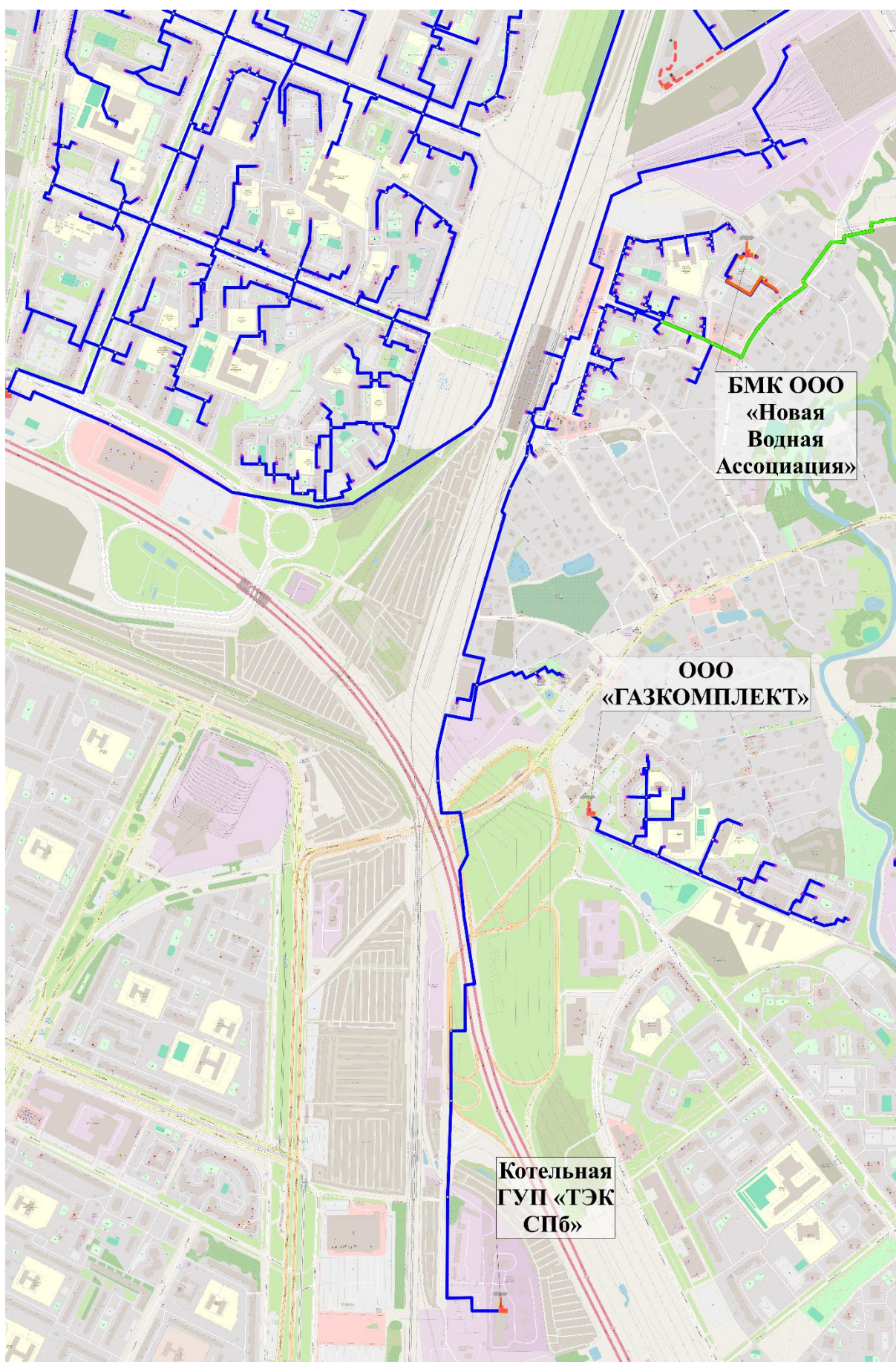


Рисунок 13. Схема тепловых сетей котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

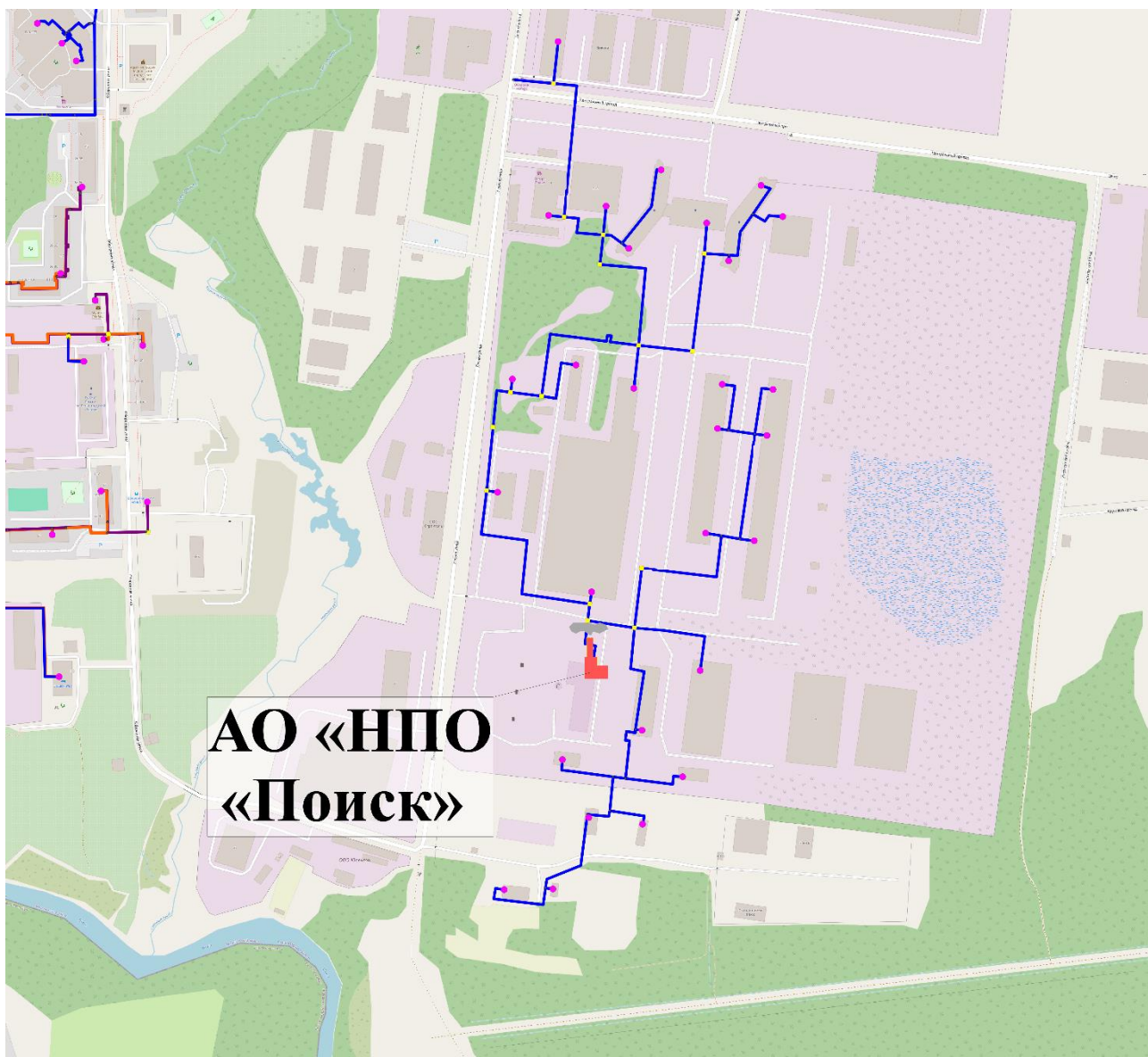


Рисунок 14. Схема тепловых сетей котельной АО «НПО «Поиск»

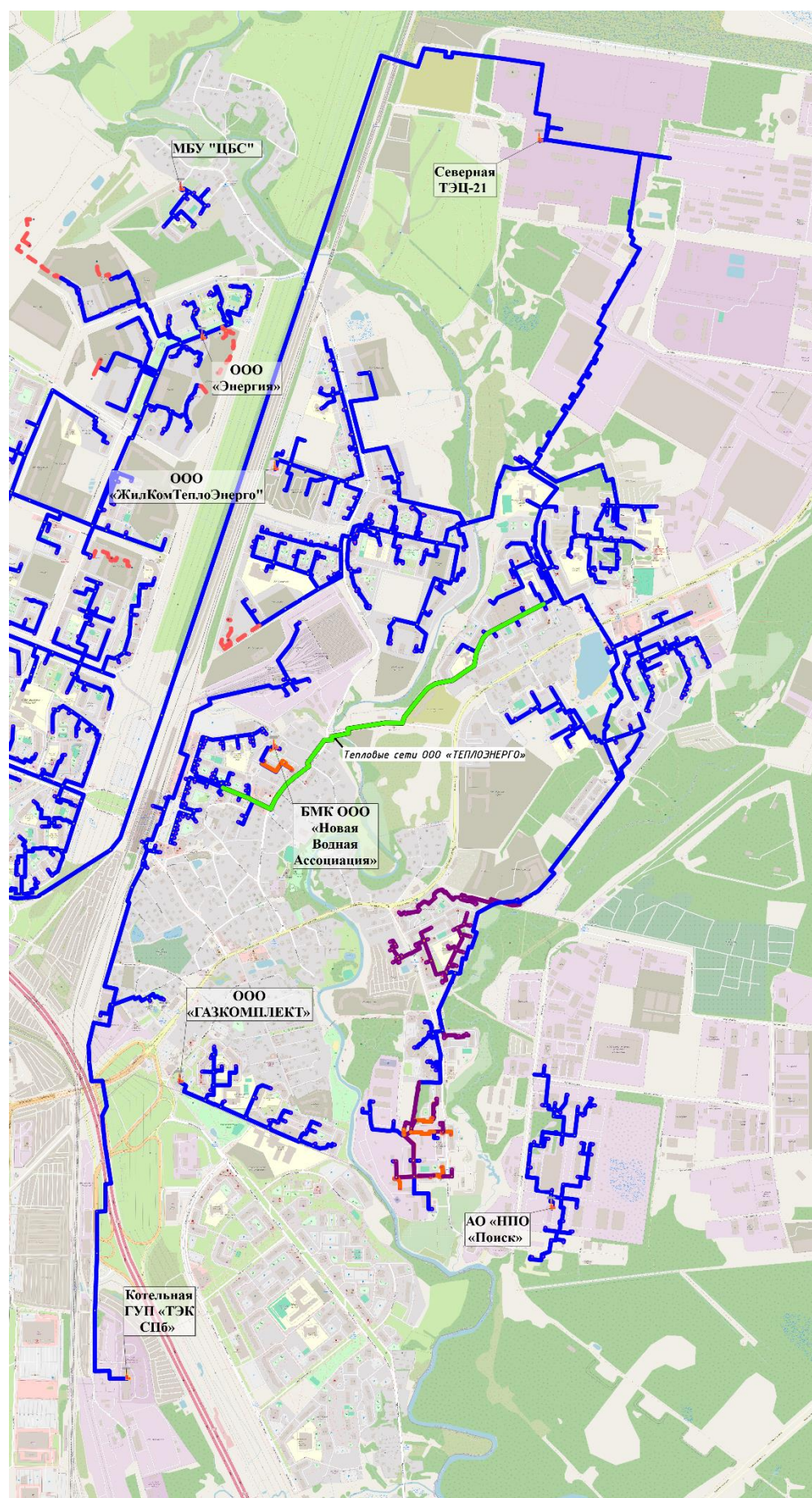


Рисунок 15. Схема тепловых сетей источника теплоснабжения Северная ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1»)

1.3.3. 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

Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго».

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Год прокладки ТС: 2014-2023 гг.

Вид прокладки: бесканальная, канальная, по подвалу, в футляре.

Изоляция: преимущественно ППУ, а также минеральная вата.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 42.

Таблица 42. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
от врезки в Суздальскую магистраль до СКУ-1.3	154,530	154,530	800	800	ППУ	канальная	2014
	213,550	213,550	800	800	ППУ	бесканальная	2014
	7,840	7,840	800	800	ТТМ-В	в ТК	2014
	22,880	22,880	800	800	ППУ	надземная	2014
	45,370	45,370	800	800	ППУ	футлярная	2014
от СКУ 1.3 до котельной	0,600	0,600	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	пом.котельной	2014
	1,940	1,940	600	600	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	пом.котельной	2014
	57,540	57,540	800	800	ППУ	канальная	2014
	487,150	487,150	800	800	ППУ	бесканальная	2014
	4,300	4,300	800	800	ТТМ-В	в ТК	2014
	3,800	3,800	800	800	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	71,210	71,210	800	800	ППУ	футлярная	2014
от котельной до ТК-2	1,200	1,200	200	200	ППУ	бесканальная	2014
	4,055	4,055	200	200	ТТМ-В	в ТК	2014
	4,345	4,345	250	250	ТТМ-В	в ТК	2014
	5,790	5,790	400	400	ТТМ-В	в ТК	2014
	1,800	1,800	400	400	ППУ	бесканальная	2014
	107,480	107,480	1000	1000	ППУ	канальная	2014
	311,960	311,960	1000	1000	ППУ	бесканальная	2014
	9,650	9,650	1000	1000	ТТМ-В	в ТК	2014
от ТК-2 (включительно) до ТК-3; от ТК-3 до ТК-10; от ТК-3 до ТК-4; от ТК-3 до ТК-12; от ТК-12 до ТК-16.2; ТК-12 до ТК-13	2,120	2,120	125	125	ТТМ-В	в ТК	2015
	0,350	0,350	163	163	ТТМ-В	в ТК	2015
	2,000	2,000	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	26,830	26,830	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	34,770	34,770	250	250	ППУ	канальная	2015
	284,250	284,250	250	250	ППУ	бесканальная	2015
	43,640	43,640	250	250	ТТМ-В	в ТК	2015
	5,800	5,800	250	250	ППУ	футлярная	2015
	122,520	122,520	300	300	ППУ	канальная	2015
	180,570	180,570	300	300	ППУ	бесканальная	2015
	35,490	35,490	300	300	ТТМ-В	в ТК	2015
	185,090	185,090	350	350	ППУ	канальная	2015
	90,670	90,670	350	350	ППУ	бесканальная	2015
	7,760	7,760	350	350	ТТМ-В	в ТК	2015
	93,210	93,210	400	400	ППУ	канальная	2015
	338,550	338,550	400	400	ППУ	бесканальная	2015
	15,290	15,290	400	400	ТТМ-В	в ТК	2015
	167,320	167,320	500	500	ППУ	канальная	2015
	274,150	274,150	500	500	ППУ	бесканальная	2015
	19,230	19,230	500	500	ТТМ-В	в ТК	2015
	5,630	5,630	500	500	ППУ	футлярная	2015
	39,130	39,130	600	600	ППУ	канальная	2015
	370,910	370,910	600	600	ППУ	бесканальная	2015
	14,090	14,090	600	600	ТТМ-В	в ТК	2015
	132,840	132,840	800	800	ППУ	канальная	2015
	400,090	400,090	800	800	ППУ	бесканальная	2015
	16,000	16,000	800	800	ТТМ-В	в ТК	2015
	53,550	53,550	1000	1000	ППУ	канальная	2015
	206,550	206,550	1000	1000	ППУ	бесканальная	2015
	9,650	9,650	1000	1000	ТТМ-В	в ТК	2015
от ТК-12 до ТК-18; от ТК-18 до ТК-21.1; от ТК-18 до ТК-19	2,000	2,000	100	100	ППУ	бесканальная	2015
	3,430	3,430	100	100	ТТМ-В	в ТК	2015
	6,000	6,000	250	250	ППУ	бесканальная	2015
	14,725	14,725	250	250	ТТМ-В	в ТК	2015
	8,050	8,050	300	300	ТТМ-В	в ТК	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	76,710	76,710	350	350	ППУ	канальная	2015
	280,510	280,510	350	350	ППУ	бесканальная	2015
	7,685	7,685	350	350	ТТМ-В	в ТК	2015
	40,020	40,020	500	500	ППУ	канальная	2015
	266,320	266,320	500	500	ППУ	бесканальная	2015
	13,255	13,255	500	500	ТТМ-В	в ТК	2015
	98,160	98,160	600	600	ППУ	канальная	2015
	195,540	195,540	600	600	ППУ	бесканальная	2015
	9,615	9,615	600	600	ТТМ-В	в ТК	2015
	76,200	76,200	700	700	ППУ	канальная	2015
	436,750	436,750	700	700	ППУ	бесканальная	2015
	10,900	10,900	700	700	ТТМ-В	в ТК	2015
	2,500	2,500	800	800	ППУ	бесканальная	2015
	2,000	2,000	200	200	ППУ	бесканальная	2016
	2,795	2,795	200	200	ТТМ-В	в ТК	2016
от ТК-19 до ТК-27	12,000	12,000	250	250	ППУ	бесканальная	2016
	18,735	18,735	250	250	ТТМ-В	в ТК	2016
	0,860	0,860	300	300	ТТМ-В	в ТК	2016
	162,410	162,410	350	350	ППУ	бесканальная	2016
	4,560	4,560	350	350	ТТМ-В	в ТК	2016
	135,900	135,900	400	400	ППУ	бесканальная	2016
	4,190	4,190	400	400	ТТМ-В	в ТК	2016
	121,920	121,920	500	500	ППУ	бесканальная	2016
	5,170	5,170	500	500	ТТМ-В	в ТК	2016
	55,030	55,030	600	600	ППУ	канальная	2016
	144,270	144,270	600	600	ППУ	бесканальная	2016
	2,980	2,980	600	600	ТТМ-В	в ТК	2016
	8,400	8,400	250	250	ТТМ-В	в ТК	2016
	4,000	4,000	300	300	ППУ	бесканальная	2016
	9,605	9,605	300	300	ТТМ-В	в ТК	2016
	1,000	1,000	600	600	ППУ	бесканальная	2016

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	0,650	0,650	600	600	ТТМ-В	в ТК	2016
	264,930	264,930	700	700	ППУ	канальная	2016
	473,340	473,340	700	700	ППУ	бесканальная	2016
	19,450	19,450	700	700	ТТМ-В	в ТК	2016
от ТК-1 (магистр.) лево до д.1, д.3 по ул. Шувалова; д.2, д.4 по Воронцовскому бульвару	1,190	1,190	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	67,660	67,660	50	50	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	3,060	3,060	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	75,350	75,350	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	30,710	30,710	150	150	ППУ	канальная	2014
	169,790	169,790	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	55,630	55,630	200	200	ППУ	канальная	2014
	118,200	118,200	200	200	ППУ	бесканальная	2014
	2,850	2,850	200	200	ТТМ-В	в ТК	2014
	170,710	170,710	200	200	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014
	18,800	18,800	250	250	ППУ	канальная	2014
	4,470	4,470	250	250	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2014

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
от ТК-4 (внутрикв.) до д.14, д.16 по Охтинской аллее	1,300	1,300	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	1,295	1,295	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	0,250	0,250	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	26,140	26,140	125	125	ППУ	канальная	2015
	0,980	0,980	125	125	ТТМ-В	в ТК	2015
	34,050	34,050	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	109,990	109,990	150	150	ППУ	канальная	2015
	0,850	0,850	150	150	ППУ	бесканальная	2015
	3,195	3,195	150	150	ТТМ-В	в ТК	2015
	16,780	16,780	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	5,500	5,500	150	150	ППУ	футлярная	2015
	115,200	115,200	200	200	ППУ	канальная	2015
	5,540	5,540	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
	0,230	0,230	250	250	ППУ	канальная	2015
	0,660	0,660	250	250	ТТМ-В	в ТК	2015
	1,330	1,330	250	250	ППУ	футлярная	2015
от ТК-5 (магистр.) право до ТК-4 (внутрикв.)	2,050	2,050	65	65	ТТМ-В	в ТК	2015
	5,320	5,320	125	125	ТТМ-В	в ТК	2015
	80,760	80,760	200	200	ППУ	канальная	2015
	4,560	4,560	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	7,260	7,260	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
от ТК-3 (внутрикв.) ж/д 16, от ТК-4 (внутрикв.) к ж/д 18	10,500	10,500	200	200	ППУ	футлярная	2015
	38,470	38,470	125	125	ППУ	канальная	2015
	2,910	2,910	125	125	ППУ	бесканальная	2015
	0,600	0,600	125	125	ТТМ-В	в ТК	2015
	9,790	9,790	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	17,000	17,000	125	125	ППУ	футлярная	2015
от ТК-4 (внутрикв.) д.11, корп.4 по бул.Менделеева	8,220	8,220	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	56,720	56,720	125	125	ППУ	канальная	2016
	45,180	45,180	125	125	ППУ	бесканальная	2016
	0,170	0,170	125	125	ТТМ-В	в ТК	2016
	40,420	40,420	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	33,270	33,270	125	125	ППУ	футлярная	2016
от ТК-5 (магистр.) лево до д.14, д.16 по бул. Менделеева	2,240	2,240	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	2,210	2,210	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	18,650	18,650	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	25,220	25,220	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	21,000	21,000	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	85,830	85,830	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	35,900	35,900	200	200	ППУ	канальная	2015
	16,980	16,980	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	2,670	2,670	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
	118,590	118,590	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	10,490	10,490	250	250	ППУ	канальная	2015
	7,800	7,800	250	250	ППУ	бесканальная	2015
	4,790	4,790	250	250	ТТМ-В	в ТК	2015
	11,060	11,060	250	250	ППУ	футлярная	2015
от стены д.14 по бул.Менделеева до д.10, д.12 бул. Менделеева	2,190	2,190	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	94,840	94,840	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	1,170	1,170	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	20,730	20,730	125	125	ППУ	канальная	2016
	0,440	0,440	125	125	ППУ	бесканальная	2016
	1,450	1,450	125	125	ТТМ-В	в ТК	2016
	11,490	11,490	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	2,060	2,060	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	44,600	44,600	200	200	ППУ	канальная	2016
	7,820	7,820	200	200	ППУ	бесканальная	2016
	5,290	5,290	200	200	ТТМ-В	в ТК	2016
	31,740	31,740	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
от ТК-5.1 (магистр.) право до д.5, корп.1; д.7, корп.1,2; д.9, корп.1,2 по бул.Менделеева	68,200	68,200	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	23,490	23,490	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	13,280	13,280	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	77,850	77,850	125	125	ППУ	канальная	2014
	3,150	3,150	125	125	ТТМ-В	в ТК	2014
	50,110	50,110	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	0,980	0,980	125	125	ППУ	футлярная	2014
	132,310	132,310	150	150	ППУ	канальная	2014
	46,370	46,370	150	150	ППУ	бесканальная	2014
	1,930	1,930	150	150	ТТМ-В	в ТК	2014
	11,030	11,030	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	17,200	17,200	150	150	ППУ	футлярная	2014
	8,040	8,040	200	200	ППУ	канальная	2014

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	2,670	2,670	200	200	ППУ	бесканальная	2014
	6,360	6,360	200	200	ТТМ-В	в ТК	2014
	58,720	58,720	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	57,560	57,560	250	250	ППУ	канальная	2014
	6,290	6,290	250	250	ППУ	бесканальная	2014
	5,960	5,960	250	250	ТТМ-В	в ТК	2014
	96,050	96,050	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	45,700	45,700	125	125	ППУ	канальная	2014
	25,240	25,240	125	125	ППУ	бесканальная	2014
от ТК-2а (внутрикв.) до д.9, корп.3 по бул Менделеева (школа)	39,610	39,610	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	14,960	14,960	125	125	ППУ	футлярная	2014
	0,220	0,220	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	12,880	12,880	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от ТК-6.1 (магистр.) право до д.5, д.5, корп.1 по пр. Авиаторов Балтики	0,935	0,935	100	100	ТТМ-В	в ТК	2015
	1,055	1,055	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	0,390	0,390	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	73,970	73,970	150	150	ППУ	канальная	2015
	0,120	0,120	150	150	ППУ	бесканальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	1,190	1,190	150	150	ТТМ-В	в ТК	2015
	2,430	2,430	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	20,990	20,990	150	150	ППУ	футлярная	2015
	25,190	25,190	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	3,110	3,110	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
	15,700	15,700	200	200	ППУ	футлярная	2015
	12,450	12,450	150	150	ППУ	канальная	2014
	15,560	15,560	150	150	ППУ	бесканальная	2014
от ТК-9 (магистр.) право до д.1 корп.1, д.3 по пр. Авиаторов Балтики	6,765	6,765	150	150	ТТМ-В	в ТК	2014
	4,665	4,665	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	9,190	9,190	200	200	ППУ	канальная	2014
	3,695	3,695	200	200	ТТМ-В	в ТК	2014
	48,200	48,200	250	250	ППУ	канальная	2014
	28,130	28,130	250	250	ППУ	бесканальная	2014
	3,165	3,165	250	250	ТТМ-В	в ТК	2014
	48,020	48,020	250	250	ППУ	футлярная	2014
	108,250	108,250	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	14,270	14,270	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
т/сеть от ТК-9 (магистр.) право до д.3 по бул.Менделеева	29,610	29,610	200	200	ППУ	канальная	2015
	54,690	54,690	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	3,070	3,070	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	25,600	25,600	200	200	ППУ	футлярная	2015
от ТК-10 (магистр.) право до д.2, д.4, д.6, д.8 по Охтинской алле	8,180	8,180	32	32	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	3,510	3,510	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	18,320	18,320	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	1,580	1,580	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	47,465	47,465	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	2,580	2,580	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	8,410	8,410	125	125	ППУ	канальная	2015
	3,045	3,045	125	125	ТТМ-В	в ТК	2015
	43,920	43,920	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	37,720	37,720	150	150	ППУ	канальная	2015
	41,840	41,840	150	150	ППУ	бесканальная	2015
	5,990	5,990	150	150	ТТМ-В	в ТК	2015
	53,370	53,370	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	11,880	11,880	150	150	ППУ	футлярная	2015
	69,200	69,200	163	163	ППУ	канальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	35,650	35,650	163	163	ППУ	бесканальная	2015
	0,540	0,540	163	163	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	13,870	13,870	200	200	ППУ	канальная	2015
	24,490	24,490	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	7,335	7,335	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
	7,480	7,480	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	14,610	14,610	200	200	ППУ	футлярная	2015
	103,270	103,270	250	250	ППУ	канальная	2015
	43,370	43,370	250	250	ППУ	бесканальная	2015
	5,320	5,320	250	250	ТТМ-В	в ТК	2015
	29,070	29,070	250	250	ППУ	футлярная	2015
	103,340	103,340	300	300	ППУ	канальная	2015
	44,180	44,180	300	300	ППУ	бесканальная	2015
	8,405	8,405	300	300	ТТМ-В	в ТК	2015
	17,220	17,220	300	300	ППУ	футлярная	2015
от ТК-5 (внутрикв.) до д.8, д.10, д.10 корп.1, д.12 по Охтинской аллее	10,720	10,720	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	9,660	9,660	65	65	ППУ	бесканальная	2016
	1,950	1,950	65	65	ТТМ-В	в ТК	2016
	32,330	32,330	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	14,450	14,450	80	80	ППУ	канальная	2016
	5,370	5,370	80	80	ППУ	бесканальная	2016
	4,890	4,890	80	80	ТТМ-В	в ТК	2016

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	9,790	9,790	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	52,310	52,310	150	150	ППУ	канальная	2016
	31,840	31,840	150	150	ППУ	бесканальная	2016
	6,570	6,570	150	150	ТТМ-В	в ТК	2016
	9,240	9,240	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	32,890	32,890	150	150	ППУ	футлярная	2016
	88,350	88,350	200	200	ППУ	канальная	2016
	58,890	58,890	200	200	ППУ	бесканальная	2016
	10,050	10,050	200	200	ТТМ-В	в ТК	2016
	32,140	32,140	200	200	ППУ	футлярная	2016
	13,180	13,180	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	1,970	1,970	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от ТК-4.1 (магистр.) лево до д.5 по ул. Шувалова; д.13 по бул.Менделеева	59,330	59,330	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	9,640	9,640	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	32,980	32,980	150	150	ППУ	канальная	2015
	13,990	13,990	150	150	ППУ	бесканальная	2015
	3,250	3,250	150	150	ТТМ-В	в ТК	2015
	103,050	103,050	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	11,980	11,980	200	200	ППУ	канальная	2015
	11,490	11,490	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	4,250	4,250	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
от ТК-4 (магистр.) лево до д.6 по Воронцовскому бул.	2,050	2,050	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	3,720	3,720	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	45,330	45,330	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	56,730	56,730	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	36,140	36,140	200	200	ППУ	канальная	2015
	1,800	1,800	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	34,940	34,940	200	200	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
от ТК-4.1 (магистр.) право до д.7 по ул.Шувалова; д.20 по бул. Менделеева	10,150	10,150	32	32	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	19,000	19,000	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015
	73,470	73,470	100	100	ППУ	канальная	2015
	43,100	43,100	100	100	ППУ	бесканальная	2015
	0,860	0,860	100	100	ТТМ-В	в ТК	2015
	2,640	2,640	100	100	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	10,040	10,040	100	100	ППУ	футлярная	2015
	9,760	9,760	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	14,200	14,200	150	150	ППУ	канальная	2015
	2,450	2,450	150	150	ТТМ-В	в ТК	2015
	72,690	72,690	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	21,220	21,220	200	200	ППУ	канальная	2015
	3,520	3,520	200	200	ТТМ-В	в ТК	2015
	14,890	14,890	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	49,590	49,590	100	100	ППУ	канальная	2015
от ТК-4 (магистр.) право до д.22 по бул. Менделеева; д.8 по Воронцовскому бул.	2,850	2,850	100	100	ТТМ-В	в ТК	2015
	21,660	21,660	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	6,670	6,670	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	11,070	11,070	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	35,370	35,370	200	200	ППУ	канальная	2015
	84,910	84,910	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	1,620	1,620	150	150	ППУ	бесканальная	2016
	8,030	8,030	150	150	ППУ	футлярная	2016
	85,840	85,840	250	250	ППУ	канальная	2016
от ТК-11, ТК-13.1, ТК-13 (магистр.) лево до границ земельного уч-ка 26.							

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	1,750	1,750	300	300	ППУ	бесканальная	2016
от ТК-13.1 (право) до д.12 корп.1 по Петровскому бульвару, д.13/10 по ул.Шувалова (участок 38)	9,495	9,495	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	5,220	5,220	100	100	ТТМ-В	в ТК	2017
	0,470	0,470	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	26,160	26,160	125	125	ППУ	канальная	2017
	63,850	63,850	125	125	ППУ	бесканальная	2017
	4,950	4,950	125	125	ТТМ-В	в ТК	2017
	7,670	7,670	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	63,170	63,170	200	200	ППУ	канальная	2017
	21,240	21,240	200	200	ППУ	бесканальная	2017
	2,140	2,140	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
	13,970	13,970	250	250	ППУ	канальная	2017
	44,330	44,330	250	250	ППУ	бесканальная	2017
	12,960	12,960	250	250	ППУ	футлярная	2017
от УТ-3' до д.12 корп.2, д.12 корп.2 по Петровскому бульвару, д.15, 17 по ул.Шувалова (участок 38)	21,430	21,430	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	53,980	53,980	125	125	ППУ	канальная	2017
	20,510	20,510	125	125	ППУ	бесканальная	2017
	5,150	5,150	125	125	ТТМ-В	в ТК	2017
	64,295	64,295	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	65,030	65,030	150	150	ППУ	канальная	2017
	6,330	6,330	150	150	ППУ	бесканальная	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	4,370	4,370	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017
	71,530	71,530	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	2,540	2,540	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
от ТК-22 (лево) до корпусов 1,2,3,4 (участок 53)	9,710	9,710	32	32	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	24,575	24,575	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	12,730	12,730	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	4,000	4,000	50	50	ППУ	футлярная	2017
	30,615	30,615	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	36,260	36,260	100	100	ППУ	канальная	2017
	4,680	4,680	100	100	ППУ	бесканальная	2017
	4,630	4,630	100	100	ТТМ-В	в ТК	2017
	19,450	19,450	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	44,635	44,635	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	52,040	52,040	150	150	ППУ	канальная	2017
	32,330	32,330	150	150	ППУ	бесканальная	2017
	3,360	3,360	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	130,155	130,155	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	19,740	19,740	200	200	ППУ	канальная	2017
	43,230	43,230	200	200	ППУ	бесканальная	2017
	3,010	3,010	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
	23,100	23,100	250	250	ППУ	канальная	2017
	7,300	7,300	250	250	ППУ	бесканальная	2017
	3,790	3,790	250	250	ТТМ-В	в ТК	2017
от УТ-2 (внутриквартальная) до корпусов 17,19 (участок 5)	3,760	3,760	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	1,000	1,000	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	87,655	87,655	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	4,270	4,270	150	150	ППУ	бесканальная	2017
	0,700	0,700	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017
	0,690	0,690	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	62,500	62,500	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
от ТК-13 (магистральная) до корпусов 1,2,3,4,5 (участок 37)	3,210	3,210	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	3,830	3,830	80	80	ППУ	бесканальная	2017
	5,340	5,340	80	80	ТТМ-В	в ТК	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	29,720	29,720	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	4,950	4,950	80	80	ППУ	футлярная	2017
	26,020	26,020	125	125	ППУ	канальная	2017
	2,670	2,670	125	125	ППУ	бесканальная	2017
	5,840	5,840	125	125	ТТМ-В	в ТК	2017
	157,190	157,190	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	2,490	2,490	125	125	ППУ	футлярная	2017
	5,870	5,870	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017
	58,310	58,310	200	200	ППУ	канальная	2017
	4,600	4,600	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
	4,780	4,780	200	200	ППУ	футлярная	2017
	75,220	75,220	250	250	ППУ	канальная	2017
	2,910	2,910	250	250	ТТМ-В	в ТК	2017
	6,900	6,900	250	250	ППУ	футлярная	2017
	187,320	187,320	300	300	ППУ	канальная	2017
	30,880	30,880	300	300	ППУ	бесканальная	2017
	5,350	5,350	300	300	ТТМ-В	в ТК	2017
	43,420	43,420	300	300	ППУ	футлярная	2017
от ТК-5.1 до д.4, д.6, д.8 по бульвару Менделеева (участок 30)	9,940	9,940	32	32	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	46,870	46,870	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	85,520	85,520	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	7,200	7,200	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2017
	38,190	38,190	150	150	ППУ	канальная	2017
	12,940	12,940	150	150	ППУ	бесканальная	2017
	1,570	1,570	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017
	103,010	103,010	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2017
	11,200	11,200	150	150	ППУ	футлярная	2017
	3,870	3,870	200	200	ППУ	бесканальная	2017
	2,620	2,620	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
	30,270	30,270	200	200	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2017
	4,530	4,530	250	250	ППУ	канальная	2017
	8,260	8,260	250	250	ППУ	бесканальная	2017
	2,730	2,730	250	250	ТТМ-В	в ТК	2017
	12,010	12,010	250	250	ППУ	футлярная	2017
от ТК-23 (магистр.) до д.27/7 по ул.Шувалова (участок 56)	19,305	19,305	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	23,490	23,490	50	50	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	2,000	2,000	50	50	ППУ	футлярная	2018
	8,560	8,560	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	19,750	19,750	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	98,140	98,140	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	20,010	20,010	250	250	ППУ	канальная	2018
	5,580	5,580	250	250	ППУ	бесканальная	2018
	0,400	0,400	250	250	ТТМ-В	в ТК	2018
	4,990	4,990	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	25,840	25,840	65	65	ППУ	канальная	2014
	1,990	1,990	65	65	ППУ	бесканальная	2014
от ТК-1 до ИТП д.2 по ул.Шувалова, от УТ-1 до ИТП д.4 по ул.Шувалова, от ТК-2 до ИТП д.4, корп.1 по ул.Шувалова, от УТ-3 до ИТП д.4, корп.2 по ул. Шувалова	1,000	1,000	65	65	ТТМ-В	в ТК	2014
	1,680	1,680	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	25,700	25,700	100	100	ППУ	канальная	2014
	15,350	15,350	100	100	ППУ	бесканальная	2014
	2,500	2,500	100	100	ТТМ-В	в ТК	2014
	2,600	2,600	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	14,010	14,010	100	100	ППУ	футлярная	2014
	22,290	22,290	125	125	ППУ	канальная	2014
	1,500	1,500	125	125	ТТМ-В	в ТК	2014
	2,580	2,580	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	20,110	20,110	125	125	ППУ	футлярная	2014
	5,370	5,370	150	150	ППУ	бесканальная	2014

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	4,080	4,080	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	31,990	31,990	150	150	ППУ	футлярная	2014
	13,990	13,990	250	250	ППУ	канальная	2014
	210,910	210,910	250	250	ППУ	бесканальная	2014
	5,630	5,630	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	22,540	22,540	300	300	ППУ	бесканальная	2014
	2,480	2,480	300	300	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2014
	32,320	32,320	300	300	ППУ	футлярная	2014
	7,940	7,940	50	50	ППУ	канальная	2017
от ТК-36 (магистр.) до д.18 по Воронцовскому бул., д.12 корп.1, корп.2 по Графской ул. (участок 51)	8,870	8,870	50	50	ППУ	бесканальная	2017
	1,360	1,360	50	50	ТТМ-В	в ТК	2017
	4,480	4,480	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	26,880	26,880	50	50	ППУ	футлярная	2017
	1,130	1,130	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	6,370	6,370	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	54,080	54,080	125	125	ППУ	канальная	2017
	156,820	156,820	125	125	ППУ	бесканальная	2017
	4,915	4,915	125	125	ТТМ-В	в ТК	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	7,725	7,725	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	14,980	14,980	200	200	ППУ	канальная	2017
	62,170	62,170	200	200	ППУ	бесканальная	2017
	5,000	5,000	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
	28,770	28,770	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	26,390	26,390	200	200	ППУ	футлярная	2017
	42,920	42,920	250	250	ППУ	канальная	2017
	11,380	11,380	250	250	ППУ	бесканальная	2017
	1,530	1,530	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	26,530	26,530	250	250	ППУ	футлярная	2017
	6,890	6,890	80	80	ППУ	канальная	2017
	14,250	14,250	80	80	ППУ	бесканальная	2017
от врезки в д.16 по бул.Менделеева до д.12, корп.2 по бул. Менделеева (28 участок)	22,540	22,540	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	12,500	12,500	80	80	ППУ	футлярная	2017
от ТК-3 (внутрикварт.), ТК-4 (внутрикварт.) Воронцовский бул., д.14 корп.1,2,3,4,5 (39 участок)	7,180	7,180	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	2,720	2,720	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	189,800	189,800	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	0,200	0,200	125	125	ТТМ-В	в ТК	2018

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	33,340	33,340	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	68,440	68,440	150	150	ППУ	канальная	2018
	15,020	15,020	150	150	ППУ	бесканальная	2018
	0,500	0,500	150	150	ТТМ-В	в ТК	2018
	130,080	130,080	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	27,390	27,390	150	150	ППУ	футлярная	2018
	20,200	20,200	200	200	ППУ	канальная	2018
	5,110	5,110	200	200	ППУ	бесканальная	2018
	0,350	0,350	200	200	ТТМ-В	в ТК	2018
	8,230	8,230	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	29,620	29,620	200	200	ППУ	футлярная	2018
	12,300	12,300	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	51,100	51,100	65	65	ППУ	канальная	2018
от ТК-17 (магистр.) до д.9,11 по Графской ул.; д.21, д.19 корп.1, 19 корп.2 по ул.Шувалова (42 участок)	0,430	0,430	65	65	ТТМ-В	в ТК	2018
	7,080	7,080	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	2,680	2,680	65	65	ППУ	футлярная	2018
	66,410	66,410	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	18,690	18,690	100	100	ППУ	футлярная	2018
	17,840	17,840	125	125	ППУ	канальная	2018

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	4,590	4,590	125	125	ППУ	бесканальная	2018
	2,580	2,580	125	125	ТТМ-В	в ТК	2018
	75,010	75,010	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	10,910	10,910	125	125	ППУ	футлярная	2018
	127,430	127,430	150	150	ППУ	канальная	2018
	55,020	55,020	150	150	ППУ	бесканальная	2018
	5,360	5,360	150	150	ТТМ-В	в ТК	2018
	91,520	91,520	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	26,780	26,780	150	150	ППУ	футлярная	2018
	19,880	19,880	200	200	ППУ	канальная	2018
	0,680	0,680	200	200	ТТМ-В	в ТК	2018
	79,160	79,160	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	14,110	14,110	250	250	ППУ	канальная	2018
	1,700	1,700	250	250	ППУ	бесканальная	2018
	3,640	3,640	250	250	ТТМ-В	в ТК	2018
	7,020	7,020	250	250	ППУ	футлярная	2018
от ТК-28 (магистр.) до корпусам 1,2,3 (54 участок)	22,530	22,530	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	19,980	19,980	65	65	ППУ	канальная	2018
	124,980	124,980	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	19,570	19,570	80	80	ППУ	канальная	2018

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	37,400	37,400	80	80	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	3,110	3,110	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	73,040	73,040	150	150	ППУ	канальная	2018
	46,990	46,990	150	150	ППУ	бесканальная	2018
	5,250	5,250	150	150	ТТМ-В	в ТК	2018
	14,290	14,290	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2018
	122,840	122,840	200	200	ППУ	канальная	2018
	69,540	69,540	200	200	ППУ	бесканальная	2018
	5,330	5,330	200	200	ТТМ-В	в ТК	2018
	21,700	21,700	200	200	ППУ	футлярная	2018
от ТК-27 (магистр.) до корпусу 1,2 (55 участок)	1,900	1,900	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	18,380	18,380	50	50	ППУ	канальная	2019
	1,555	1,555	50	50	ТТМ-В	в ТК	2019
	13,100	13,100	50	50	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	13,020	13,020	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	231,220	231,220	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	58,880	58,880	200	200	ППУ	канальная	2019
	2,860	2,860	200	200	ТТМ-В	в ТК	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	92,980	92,980	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	10,150	10,150	200	200	ППУ	футлярная	2019
	45,490	45,490	250	250	ППУ	канальная	2019
	1,510	1,510	250	250	ППУ	бесканальная	2019
	6,540	6,540	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	21,980	21,980	250	250	ППУ	футлярная	2019
	0,550	0,550	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	7,800	7,800	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
5 участок по подвалу корпуса №18 до ИТП 5 участок по подвалу корпуса №18 до ИТП	1,700	1,700	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	14,120	14,120	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	1,050	1,050	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	1,000	1,000	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
5 участок по подвалу корпуса №16 до ИТП 5 участок по подвалу корпуса №16 до ИТП	17,660	17,660	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	16,340	16,340	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
от ТК-1 (внутрикв.) до ИТП школы (41 участок)	63,540	63,540	150	150	ППУ	канальная	2019
	69,810	69,810	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	17,470	17,470	150	150	ППУ	футлярная	2019
от магистральной ТК-6.1 в сторону д.7 и д. 7 корп. 1 по пр. Авиаторов Балтики до ИТП- 1,2,3, до границы работ на расстоянии 1,0 м. трассы от наружной стены д. 9, корп. 1 по Авиаторов Балтики (уч.16, 31)	0,840	0,840	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	0,340	0,340	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	0,840	0,840	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	15,230	15,230	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	21,000	21,000	200	200	ППУ	канальная	2016
	67,240	67,240	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
	4,800	4,800	200	200	ППУ	футлярная	2016
	49,270	49,270	250	250	ППУ	канальная	2016
	186,040	186,040	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2016
от ТК-4 (сущ.) до кафе	22,590	22,590	65	65	ППУ	канальная	2017
	8,730	8,730	65	65	ППУ	бесканальная	2017
	0,230	0,230	65	65	ТТМ-В	в ТК	2017

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	3,110	3,110	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
от вторых фланцев задвижек в подвале корпуса 8а, квартал 8, участок 19 до ИТП- 1,2,3 корпуса 10 (уч.22)	5,530	5,530	25	25	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	14,700	14,700	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	44,830	44,830	150	150	ППУ	канальная	2015
	15,200	15,200	150	150	ППУ	бесканальная	2015
	121,850	121,850	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от наружных границ ТК-11 до ИТП-1,2,3 корпуса 11 (уч.24)	15,230	15,230	25	25	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	19,320	19,320	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	14,580	14,580	150	150	ППУ	канальная	2015
	32,370	32,370	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от магистральной ТК-13 до ИТП-1,2,3 корпуса 15 (секции 1-5) и ИТП-1,2,3 корпуса 12 (кв.8, уч.26)	20,790	20,790	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	12,730	12,730	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	111,780	111,780	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	87,790	87,790	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	8,400	8,400	250	250	ППУ	канальная	2015
	31,050	31,050	250	250	ППУ	бесканальная	2015
	132,860	132,860	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от магистральной ТК-13.1 до ИТП-1,2,3 корпуса 13 и ИТП-1,2 корпуса 14 (кв.8, уч.26)	54,290	54,290	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	3,870	3,870	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	8,480	8,480	125	125	ППУ	бесканальная	2015
	22,350	22,350	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	11,680	11,680	125	125	ППУ	футлярная	2015
	96,370	96,370	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	28,780	28,780	200	200	ППУ	канальная	2015
	94,790	94,790	200	200	ППУ	бесканальная	2015
	44,520	44,520	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	80,480	80,480	200	200	ППУ	футлярная	2015
	8,400	8,400	250	250	ППУ	канальная	2015

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	25,700	25,700			мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от ТК-7 (внутрикв.) на расстоянии 11 м от наружной стены до ИТП-1,2 в д.10, корп.1 по Охтинской ал. (уч.11)	20,000	20,000	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
	70,500	70,500	150	150	ППУ	канальная	2015
	23,500	23,500	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2015
от ТК-4 до ИТП-1,2 в д.3, корп.1 по пр.Авиаторов Балтики (уч.13)	11,250	11,250	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	37,000	37,000	150	150	ППУ	канальная	2017
	21,500	21,500	150	150	ППУ	бесканальная	2017
	2,500	2,500	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	12,000	12,000	150	150	ППУ	футлярная	2017
от ТК-19 (магистр.) до жилых домов 40.1; 40.2; 40.3 (участок 40)	0,710	0,710	32	32	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	1,240	1,240	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	169,720	169,720	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	14,240	14,240	65	65	ППУ	футлярная	2019
	1,130	1,130	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	1,200	1,200	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	50,110	50,110	150	150	ППУ	канальная	2019
	14,530	14,530	150	150	ППУ	бесканальная	2019
	5,150	5,150	150	150	ТТМ-В	в ТК	2019
	40,120	40,120	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	23,820	23,820	150	150	ППУ	футлярная	2019
	20,320	20,320	200	200	ППУ	канальная	2019
	6,860	6,860	200	200	ППУ	бесканальная	2019
	3,060	3,060	200	200	ТТМ-В	в ТК	2019
	11,930	11,930	200	200	ППУ	футлярная	2019
	16,090	16,090	250	250	ППУ	канальная	2019
	2,660	2,660	250	250	ТТМ-В	в ТК	2019
	2,080	2,080	250	250	ППУ	футлярная	2019
от ТК-17 (магистр.) до д.22, корп.1,2,3 по ул. Шувалова (уч.44)	7,280	7,280	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	11,180	11,180	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	25,820	25,820	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	40,510	40,510	100	100	ППУ	канальная	2019
	19,910	19,910	100	100	ППУ	бесканальная	2019
	1,970	1,970	100	100	ТТМ-В	в ТК	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	2,710	2,710	100	100	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	31,250	31,250	100	100	ППУ	футлярная	2019
	17,800	17,800	125	125	ППУ	канальная	2019
	1,960	1,960	125	125	ТТМ-В	в ТК	2019
	36,250	36,250	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	6,030	6,030	150	150	ППУ	бесканальная	2019
	2,700	2,700	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	10,650	10,650	150	150	ППУ	футлярная	2019
	188,590	188,590	200	200	ППУ	канальная	2019
	8,410	8,410	200	200	ППУ	бесканальная	2019
	6,400	6,400	200	200	ТТМ-В	в ТК	2019
	42,760	42,760	200	200	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2019
	40,970	40,970	200	200	ППУ	футлярная	2019
От ТК-16.2 (магистр.) (от границы работ) до пр.Авиаторов Балтики, д.13	7,980	7,980	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	12,780	12,780	100	100	ППУ	канальная	2016
	7,180	7,180	100	100	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	9,320	9,320	100	100	ППУ	футлярная	2016
	13,460	13,460	150	150	ППУ	канальная	2016

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	11,230	11,230	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	7,520	7,520	150	150	ППУ	футлярная	2016
	105,020	105,020	250	250	ППУ	канальная	2016
	12,270	12,270	250	250	ТТМ-В	в ТК	2016
	3,500	3,500	250	250	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	47,400	47,400	300	300	ППУ	канальная	2016
	42,790	42,790	300	300	ТТМ-В	в ТК	2016
	2,300	2,300	300	300	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	14,430	14,430	300	300	ППУ	футлярная	2016
От ТК-2 до пр.Авиаторов Балтики, д.15	7,440	7,440	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	14,560	14,560	150	150	ППУ	канальная	2016
	1,500	1,500	150	150	ТТМ-В	в ТК	2016
	3,330	3,330	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2016
	9,330	9,330	150	150	ППУ	футлярная	2016
	13,840	13,840	200	200	ППУ	канальная	2016
	3,220	3,220	200	200	ППУ	бесканальная	2016
	0,200	0,200	200	200	ТТМ-В	в ТК	2016
	7,760	7,760	200	200	ППУ	футлярная	2016
	55,160	55,160	250	250	ППУ	канальная	2016
	61,580	61,580	250	250	ППУ	бесканальная	2016
	5,000	5,000	250	250	ТТМ-В	в ТК	2016

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
От ТК-3 до пр.Авиаторов Балтики, д.17	8,100	8,100	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	10,500	10,500	150	150	ППУ	канальная	2017
	6,000	6,000	150	150	ТТМ-В	в ТК	2017
	3,620	3,620	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2017
	7,530	7,530	150	150	ППУ	футлярная	2017
	44,650	44,650	200	200	ППУ	канальная	2017
	77,880	77,880	200	200	ППУ	бесканальная	2017
	5,000	5,000	200	200	ТТМ-В	в ТК	2017
От ТК-4 до пр.Авиаторов Балтики, д.19	15,640	15,640	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	0,570	0,570	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	23,540	23,540	150	150	ППУ	канальная	2018
	25,150	25,150	150	150	ППУ	бесканальная	2018
	0,570	0,570	150	150	ТТМ-В	в ТК	2018
	0,840	0,840	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2018
	37,160	37,160	150	150	ППУ	футлярная	2018
От границы работ до ТК-1 от ТК-1 до границы работ в ИТП 5.1, 5.2 в д.14 по Екатерининской ул., ИТП 4.2. в д.12 по Екатерининской ул., ИТП 1.1, 1.2. в д.10, к.1 по Екатерининской ул. от ТК-1 до ТК-2, от ТК-2 до границы работ в ИТП 2.1, 2.2. в	10,630	10,630	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	6,810	6,810	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	59,550	59,550	65	65	ППУ	канальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
д.10, к.2 по Екатерининской ул. ИТП 4.1. в д.12 по Екатерининской ул. от ТК-2 до ТК-3, от ТК-3 до границы работ в ИТП 3.1, 3.2. в д.10, к.3 по Екатерининской ул. ИТП 4.3 в д.12 по Екатерининской ул. (участок 48)	2,190	2,190	65	65	ТТМ-В	в ТК	2019
	23,440	23,440	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	9,840	9,840	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	5,990	5,990	100	100	ППУ	канальная	2019
	4,690	4,690	100	100	ППУ	бесканальная	2019
	3,790	3,790	100	100	ТТМ-В	в ТК	2019
	67,450	67,450	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	8,320	8,320	100	100	ППУ	футлярная	2019
	20,040	20,040	125	125	ППУ	канальная	2019
	3,650	3,650	125	125	ТТМ-В	в ТК	2019
	14,690	14,690	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	13,000	13,000	125	125	ППУ	футлярная	2019
	261,290	261,290	150	150	ППУ	канальная	2019
	6,570	6,570	150	150	ТТМ-В	в ТК	2019
	35,890	35,890	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	2,480	2,480	150	150	ППУ	футлярная	2019
	69,260	69,260	200	200	ППУ	канальная	2019
	2,000	2,000	200	200	ППУ	бесканальная	2019
	4,710	4,710	200	200	ТТМ-В	в ТК	2019
	20,290	20,290	200	200	ППУ	футлярная	2019
	2,600	2,600	250	250	ППУ	канальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	4,440	4,440	250	250	ТТМ-В	в ТК	2019
От ТК-29 до ИТП корп. 1, корп. 2, гаража, ДОУ (участок 3)	2,330	2,330	40	40	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	3,270	3,270	50	50	ППУ	канальная	2021
	5,130	5,130	50	50	ТТМ-В	в ТК	2021
	7,180	7,180	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	4,280	4,280	50	50	ППУ	футлярная	2021
	27,030	27,030	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	32,800	32,800	80	80	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	1,490	1,490	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	63,110	63,110	125	125	ППУ	канальная	2021
	3,250	3,250	125	125	ТТМ-В	в ТК	2021
	6,820	6,820	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	3,750	3,750	125	125	ППУ	футлярная	2021
	113,000	113,000	150	150	ППУ	канальная	2021
	6,640	6,640	150	150	ТТМ-В	в ТК	2021
	37,730	37,730	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	5,900	5,900	150	150	ППУ	футлярная	2021
	51,060	51,060	250	250	ППУ	канальная	2021

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
От ТК-2 (внутриквартальная) до школы (участок 52)	4,390	4,390	250	250	ТТМ-В	в ТК	2021
	2,600	2,600	250	250	ППУ	футлярная	2021
	24,510	24,510	150	150	ППУ	канальная	2021
	1,140	1,140	150	150	ТТМ-В	в ТК	2021
	2,610	2,610	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
т/сети (участок 43)	2,750	2,750	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	26,330	26,330	50	50	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	8,020	8,020	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	63,240	63,240	80	80	ППУ	канальная	2021
	1,220	1,220	80	80	ТТМ-В	в ТК	2021
	25,990	25,990	80	80	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	10,360	10,360	100	100	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	69,430	69,430	125	125	ППУ	канальная	2021
	1,850	1,850	125	125	ТТМ-В	в ТК	2021
	77,930	77,930	125	125	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	268,400	268,400	150	150	ППУ	канальная	2021
	5,710	5,710	150	150	ТТМ-В	в ТК	2021

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	132,480	132,480	150	150	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	52,080	52,080	200	200	ППУ	канальная	2021
	3,770	3,770	200	200	ТТМ-В	в ТК	2021
	327,300	327,300	200	200	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	17,870	17,870	250	250	ППУ	канальная	2021
	0,830	0,830	250	250	ППУ	бесканальная	2021
	2,390	2,390	250	250	ТТМ-В	в ТК	2021
	5,860	5,860	250	250	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	7,900	7,900	250	250	ППУ	футлярная	2021
	0,300	0,300	500	500	ТТМ-В	в ТК	2021
т/сети (участок 117)	83,980	83,980	40	40	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	46,400	46,400	50	50	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	68,010	68,010	65	65	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	16,190	16,190	100	100	мин.вата кашированная алюминовой фольгой	подвальная	2021
	75,240	75,240	125	125	ППУ	канальная	2021
	2,860	2,860	125	125	ТТМ-В	в ТК	2021

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	180,300	180,300	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	7,010	7,010	125	125	ППУ	футлярная	2021
	50,590	50,590	150	150	ППУ	канальная	2021
	1,240	1,240	150	150	ППУ	бесканальная	2021
	3,260	3,260	150	150	ТТМ-В	в ТК	2021
	21,000	21,000	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	11,990	11,990	150	150	ППУ	футлярная	2021
	66,270	66,270	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
	81,030	81,030	250	250	ППУ	канальная	2021
	3,260	3,260	250	250	ТТМ-В	в ТК	2021
	60,730	60,730	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2021
от ТК-16 до ИТП в д.2 к.1, д.2 к.2, д.2 к.3 по бул. Петровскому, д.8 к.1, д.8 к.2 по Екатерининской ул.	34,830	34,830	50	50	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	51,800	51,800	65	65	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	8,300	8,300	100	100	ППУ	канальная	2019
	1,500	1,500	100	100	ТТМ-В	в ТК	2019
	9,400	9,400	100	100	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	6,000	6,000	100	100	ППУ	футлярная	2019
	24,400	24,400	125	125	ППУ	канальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	247,060	247,060	125	125	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	14,500	14,500	125	125	ППУ	футлярная	2019
	81,370	81,370	150	150	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	120,800	120,800	200	200	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	99,300	99,300	250	250	ППУ	канальная	2019
	3,000	3,000	250	250	ТТМ-В	в ТК	2019
	114,920	114,920	250	250	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	19,900	19,900	250	250	ППУ	футлярная	2019
	19,100	19,100	300	300	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	14,600	14,600	300	300	ППУ	футлярная	2019
	11,830	11,830	38	38	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	41,710	41,710	57	57	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
т/сети участок 116 с кадастровыми номерами 47:07:0722001:538 (1 этап)	95,500	95,500	133	133	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	89,240	89,240	159	159	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
	91,920	91,920	219	219	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2019
	2,860	2,860	219	219	ТТМ-В	в ТК	2019
	9,950	9,950	219	219	ППУ	бесканальная	2019
	111,850	111,850	219	219	ППУ	канальная	2019
	17,550	17,550	133	133	ППУ	канальная	2023
т/сети участок 34	92,020	92,020	133	133	ППУ	бесканальная	2023
	6,703	6,703	133	133	ТТМ-В	в ТК	2023
	75,910	75,910	133	133	ППУ	футлярная	2023
т/сети 5 участок с кадастровым номером:47:07:0722001:394; 47:07:0722001:588 (участок от границы работ в ТК-18.2 до ИТП корпусов 1, 2)	10,000	10,000	45	45	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	14,450	14,450	57	57	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	7,210	7,210	89	89	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	0,215	0,215	133	133	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	7,220	7,220	159	159	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	2,860	2,860	159	159	ТТМ-В	в ТК	2023
	107,570	107,570	159	159	ППУ	канальная	2023
	2,845	2,845	219	219	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	0,560	0,560	219	219	ТТМ-В	в ТК	2023
	15,180	15,180	219	219	ППУ	канальная	2023

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м	L, м					
т/сети 5 участок с кадастровым номером:47:07:0722001:394; 47:07:0722001:588 (участок от границы работ в в ТК-20 до ИТП корпусов 3,4,5)	8,600	8,600	45	45	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	13,110	13,110	76	76	ППУ	канальная	2023
	50,145	50,145	76	76	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	1,650	1,650	133	133	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	67,140	67,140	159	159	ППУ	канальная	2023
	79,755	79,755	159	159	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	33,230	33,230	219	219	ППУ	канальная	2023
	0,440	0,440	219	219	ТТМ-В	в ТК	2023
	27,050	27,050	219	219	мин.вата кашированная алюминевой фольгой	подвальная	2023
	0,090	0,090	273	273	ТТМ-В	в ТК	2023

Котельная МБУ «ЦБС»

Система теплоснабжения закрытая, четырехтрубная. В настоящее время тепловая сеть горячего водоснабжения не действует.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 43.

Таблица 43. Характеристики тепловых сетей от котельной МБУ «ЦБС»

Наименование участка	Длина участка, м	Диаметр, м	Год прокладки	Тип изоляции	Вид прокладки тепловой сети
Сети ТС					
БМК-ТК-1	7,58	0,133	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-1-ТК-2	25,49	0,133	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-3	17,97	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Лаврики, 40в	8,12	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Узел-1	32,41	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Лаврики, 40	57,53	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Узел-2	4,27	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-Лаврики, 40а	6,21	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-ТК-4	34,28	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40Б	12,49	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-6	25,4	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-Лаврики, 40е	65,02	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-Детский сад №37	22,11	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-5-ТК-7	117,03	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40г	37,84	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-6-ТК-5	101,33	0,108	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-6-Лаврики, 40д	13,82	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-7-Лаврики, 40ж	10,55	0,050	1978	ППУ	Бесканальная
Итого сети ТС	599,45				
Сети ГВС (не действующая)					
БМК-ТК-1	7,58	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-1-ТК-2	25,49	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-2-ТК-3	17,97	0,076	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Лаврики, 40в	8,12	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-3-Узел-1	32,41	0,089	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Лаврики, 40	57,53	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-1-Узел-2	4,27	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-Лаврики, 40а	6,21	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Узел-2-ТК-4	34,28	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40Б	12,49	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
ТК-4-Лаврики, 40г	37,85	0,057	1978	ППУ	Бесканальная
Итого сети ГВС	244,2				

Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация»

Система теплоснабжения закрытая, четырехтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам и диаметрам представлена в таблице 44.

Таблица 44. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Протяженность ГВС м трассы	Л п.м труб	Ду, мм	Ду, ГВС	Прокладка	Год	Изоляция
БМК	УТ-1	6	6	24	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-1	УТ-2	17,5	17,5	70	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-2	Дом 34 к.1	26,5	26,5	106	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
УТ-1	Дом 34 к.3	76,4	76,4	305,6	100мм	80мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс
Дом 34 к.3	Дом 34 к.2	16,2	16,2	64,8	80мм	60мм,50мм	канальная	2013	ППУ, Изопэкс

Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Система теплоснабжения котельной закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 45.

Таблица 45. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Наименование участка	Длина участка, м	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
От котельной до ТК-2	143,9	530	Канальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	14,6	76	Внутренняя	2013	Минеральная
От котельной до ул. Новая д.8	12,85	76	Канальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	44,2	76	Бесканальная	2013	ППУ
От котельной до ул. Новая д.8	10,5	76	В футляре	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	40,9	325	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	7,5	325	В футляре	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-3	49,94	325	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	4,6	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	19,65	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7	12,8	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	64,8	219	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	51	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ул. Новая, д.7, корп.3	68,7	133	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-3 до ТК-4	27,9	273	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-3 до ТК-4	14,8	273	В футляре	2013	ППУ
От ТК-4 до ул. Новая, д.7	27,6	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ул. Новая, д.7	9	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-4 до ДОУ	38,3	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ТК-5	13,1	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-4 до ТК-5	58,1	219	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	7,2	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	22	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7	7,4	133	В футляре	2013	ППУ
От ТК-5 до ул. Новая, д.7, корп.2	36,3	159	Канальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-6	30,3	426	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-2 до ТК-6	40,2	426	Канальная	2013	ППУ
От ТК-6 до СОШ№3	16,69	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-6 до СОШ№3	5,16	133	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-6 до ТК-7	99,7	426	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-6 до ТК-7	12	426	Канальная	2013	ППУ
От ТК-7 до ТК-10	76,7	273	Канальная	2013	ППУ

Наименование участка	Длина участка, м	Ду, мм	Способ прокладки	Год прокладки	Тип изоляции
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.2	43,1	219	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.2	6,9	219	Канальная	2013	ППУ
От ТК-10 до ул. Новая д.11, корп.3	91,9	159	Канальная	2013	ППУ
От ТК-7 до ТК-8	91,5	377	Бесканальная	2013	ППУ
От ТК-8 до ТК-11	32,1	273	Канальная	2013	ППУ
От ТК-11 до ул. Новая д.11, корп.1	4,9	133	Канальная	2013	ППУ
От ТК-11 до ул. Новая д.13, корп.1	4,2	219	Внутренняя	2013	Минеральная
От ТК-11 до ул. Новая д.13, корп.1	51,3	219	Канальная	2013	ППУ
От ул. Новая д.13, корп.1 до ул. Новая, д.13, корп.2	58,4	159	Внутренняя	2013	Минеральная
От ул. Новая д.13, корп.1 до ул. Новая, д.13, корп.2	33,6	159	Канальная	2013	ППУ
От ул. Новая д.13, корп.1 до паркинг	12,3	89	Канальная	2013	ППУ
От ТК-8 до ТК-9	47,5	325	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-8 до ТК-9	83,8	325	Канальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ул. Новая, д.15	33,3	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-8 до ТК-9	31,3	219	Канальная	2015	ППУ
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	30,7	159	Канальная	2015	ППУ
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	32,5	159	Внутренняя	2015	Минеральная
От ул. Новая, д.15 до ул. Новая, д.17, корп.2	19,2	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ул. Новая, д.15 до паркинг	15,2	89	Канальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ТК-12	30,2	219	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-9 до ТК-12	23	219	Канальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.17, корп.1	21,3	108	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-12 до ул. Новая, д.17, корп.1	17,1	108	Канальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	41,3	219	Бесканальная	2015	ППУ
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	40,8	219	Внутренняя	2015	Минеральная
От ТК-12 до ул. Новая, д.19	46,9	219	Канальная	2015	ППУ
ИТОГО	2032,24	-	-	-	-

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 46.

Таблица 46. Характеристики тепловых сетей от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода, L, м	Протяженность обратного трубопровода, L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям)	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
Котельная-УТ4	246,75	246,75	426	426	ППУ(ПЭ)	К- 18,1 БК-228,65	2016
УТ4-УТ-10	261,2	261,2	325	325	ППУ(ПЭ)	К- 22,5 БК-238,7	2016
УТ10-УТ13	180	180	273	273	ППУ(ПЭ)	БК	2016
УТ13-УТ16	208	208	219	219	ППУ(ПЭ)	БК	2016
УТ6-УТ7	108	108	159	159	ППУ(ПЭ)	К-20 БК-88	2016
УТ7-УТ8 УТ13-УТ14	70,6	70,6	133	133	ППУ(ПЭ)	БК	2016
ИТОГО	1074,55	1074,55					

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» осуществляет передачу тепловой энергии по двум тепломагистралям:

- тепломагистраль «Ново-Девяткино»;
- тепломагистраль «Суздальская».

Общая характеристика сетей представлена в таблице 47.

Таблица 47. Характеристики тепловых сетей АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-13	ТК-1	10,47	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-13	ТК-1	4,00	250	канальная	1974	АПБ
ТК-13	ТК-1	54,51	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-13	ТК-1	0,70	250	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	1,11	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	15,00	300	футляр	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	134,53	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	45,09	300	канальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	35,70	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	16,05	300	канальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	60,01	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	21,99	300	канальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	48,15	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-13	ТК-1	1,21	300	бесканальная	2017	другая
ТК-1	ТК-2	0,94	300	бесканальная	2017	другая
ТК-1	ТК-2	0,35	250	бесканальная	2017	другая
ТК-1	ТК-2	3,72	250	бесканальная	2017	ППУ
ТК-1	ТК-2	12,99	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-2	4,00	250	канальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-2	14,30	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-2	ТК-3	3,30	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	2,46	250	бесканальная	2017	другая
ТК-1	ТК-4	4,10	250	бесканальная	2017	ППУ
ТК-1	ТК-4	24,44	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	4,00	250	канальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	2,00	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	8,00	250	канальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	126,00	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	4,00	250	канальная	1974	АПБ
ТК-1	ТК-4	90,00	250	бесканальная	1974	АПБ
ТК-3	гр.раздела 1	1,00	150	бесканальная	1974	АПБ
гр.раздела 1	ТК-1	33,50	150	бесканальная	2012	ППУ
ТК-1	ТК-2	69,00	125	бесканальная	2012	ППУ
ТК-2	ТК-3	48,00	125	канальная	2012	ППУ
ТК-3	ТК-4	37,00	100	канальная	1984	АПБ
ТК-4	ТК-5	35,00	100	канальная	1984	АПБ
ТК-3	гр.раздела 1	1,40	150	бесканальная	1974	АПБ
гр.раздела 1	врезка 1	18,60	150	бесканальная	2012	ППУ
врезка 1	ТК-6	77,00	150	бесканальная	2012	ППУ
ТК-6	ТК-7	84,00	150	бесканальная	2012	ППУ
ТК-7	ТК-8	3,50	150	бесканальная	1984	АПБ
УТ-7	ТК-8		400	надземная	2011	ППУ
УТ-7	ТК-8		400	бесканальная	2011	ППУ
УТ-7	ТК-8		400	канальная	2011	ППУ
ТК-8	ТК-9		400	бесканальная	2011	ППУ
ТК-8	ТК-9		400	бесканальная	2014	ППУ
ТК-9	УВВ-9		400	бесканальная	2014	ППУ
ТК-9	УВВ-9		400	бесканальная	2011	ППУ
УВВ-9	ТК-10		400	бесканальная	2011	ППУ
ТК-1(аБ)	ТК-1	0,00	600	камера	2016	ППУ
ТК-1(аБ)	ТК-1	0,00	600	канальная	2016	ППУ
ТК-1(аБ)	ТК-1	0,00	600	Надземная	2016	ППУ
ТК-1(аБ)	ТК-1	0,00	600	канальная	2016	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-1(аб)	ТК-1	0,00	600	камера	2016	ППУ
ТК-1	гр.раздела 1	0,00	600	камера	2016	ППУ
ТК-1	гр.раздела 1	0,00	500	камера	2016	ППУ
гр.раздела 1	ТК-2	32,87	500	канальная	2016	ППУ
гр.раздела 1	ТК-2	2,00	500	камера	2016	ППУ
ТК-2	ТК-3	2,00	500	камера	2016	ППУ
ТК-2	ТК-3	104,30	500	канальная	2016	ППУ
ТК-2	ТК-3	2,90	500	камера	2016	ППУ
ТК-3	ТК-4	2,52	500	камера	2016	ППУ
ТК-3	ТК-4	0,90	400	камера	2016	ППУ
ТК-3	ТК-4	40,66	400	канальная	2016	ППУ
ТК-3	ТК-4	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	24,13	400	канальная	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	20,42	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	11,50	400	Футляр	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	11,95	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-4	ТК-5	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-5	ТК-6	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-5	ТК-6	16,10	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-5	ТК-6	15,68	400	Футляр	2016	ППУ
ТК-5	ТК-6	28,85	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-5	ТК-6	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-6	ТК-7	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-6	ТК-7	23,51	400	канальная	2016	ППУ
ТК-6	ТК-7	25,65	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-6	ТК-7	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-7	ТК-8	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-7	ТК-8	43,95	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-7	ТК-8	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-8	ТК-9	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-8	ТК-9	12,96	400	Футляр	2016	ППУ
ТК-8	ТК-9	20,91	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-8	ТК-9	2,00	400	камера	2016	ППУ
ТК-9	ТК-10	2,00	400	камера	2016	ТТМ
ТК-9	ТК-10	16,88	400	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-9	ТК-10	106,38	400	канальная	2016	ППУ
ТК-9	ТК-10	2,80	400	камера	2016	ТТМ
ТК-10	ТК-11	3,20	400	камера	2016	ТТМ
ТК-10	ТК-11	0,50	400	камера	2020	ППУ
ТК-10	ТК-11	2,93	400	канальная	2020	ППУ
ТК-10	ТК-11	11,74	400	Бесканальная	2020	ППУ
ТК-10	ТК-11	52,88	400	канальная	2020	ППУ
ТК-10	ТК-11	2,00	400	камера	2020	ППУ
ТК-11	ТК-12	1,00	400	камера	2020	ППУ
ТК-11	ТК-12	1,00	300	камера	2020	ППУ
ТК-11	ТК-12	102,30	300	Бесканальная	2020	ППУ
ТК-11	ТК-12	2,00	300	камера	2020	ППУ
ТК-12	ТК-13	2,00	300	камера	2020	ППУ
ТК-12	ТК-13	112,90	300	канальная	2020	ППУ
ТК-12	ТК-13	2,65	300	камера	2020	ППУ
ТК-12	ТК-13	0,10	250	камера	2020	ППУ
ТК-13	ТК-14	2,50	250	камера	2020	ППУ
ТК-13	ТК-14	38,12	250	Бесканальная	2020	ППУ
ТК-13	ТК-14	24,86	250	канальная	2020	ППУ
ТК-13	ТК-14	2,00	250	камера	2020	ППУ
ТК-14	ТК-15	2,00	250	камера	2020	ППУ
ТК-14	ТК-15	2,00	250	Бесканальная	2020	ППУ
ТК-14	ТК-15	73,04	250	Бесканальная	2021	ППУ
ТК-14	ТК-15	2,00	250	камера	2021	ППУ
ТК-15	ТК-16	1,60	250	камера	2021	ППУ
ТК-15	ТК-16	0,40	200	камера	2021	ППУ
ТК-15	ТК-16	44,19	200	Бесканальная	2021	ППУ
ТК-15	ТК-16	42,19	200	Бесканальная	2021	ППУ
ТК-15	ТК-16	2,00	200	камера	2021	ППУ
ТК-16	ТК-17	2,00	200	камера	2021	ППУ
ТК-16	ТК-17	22,50	200	Бесканальная	2022	ППУ
ТК-16	ТК-17	4,50	200	Футляр	2022	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-16	ТК-17	14,20	200	Бесканальная	2022	ППУ
ТК-16	ТК-17	2,84	200	камера	2022	ППУ
ТК-16	ТК-17	0,49	125	камера	2022	ППУ
ТК-4	гр.раздела 1	1,60	200	канальная	1974	АПБ
гр.раздела 1	гр. раздела	76,83	200	бесканальная	2017	
гр. раздела	Пр.1	76,83	200	бесканальная	2017	
Пр.1	УС-1	171,00	200	надземная	1993	МВ
УС-1	УВ-1	21,30	200	надземная	1993	МВ
УВ-1	гр. раздела 2	188,45	200	бесканальная	2017	
гр. раздела 2	Пр.2	188,45	200	бесканальная	2017	
Пр.2	ЦТП Оборонная, 51	57,50	200	канальная	1993	АПБ
ЦТП Оборонная, 51	ТК-1	20,00	200	канальная	1993	АПБ
гр. раздела	гр.раздела 3		0	бесканальная		
гр.раздела 3	УВВ-1	0,99	200	бесканальная	2017	ППУ
УВВ-1	гр.раздела 4	1,25	200	бесканальная	2017	ППУ
гр.раздела 4	гр.раздела 5		0	бесканальная		
гр.раздела 5	гр.раздела 6	2,20	200	бесканальная	2017	ППУ
гр.раздела 6	УВВ-2		0	бесканальная		
УВВ-2	гр. раздела 2		0	бесканальная		
гр.раздела	АК-1	60,60	150	надземная	2008	ППУ
гр.раздела	АК-1	84,90	150	бесканальная	2008	ППУ
гр.раздела	АК-1	125,00	150	канальная	2008	ППУ
АК-1	ИТП Оборонная, 2-5	22,10	80	канальная	2008	ППУ
АК-1	ИТП Оборонная, 2-5	9,50	80	бесканальная	2008	ППУ
АК-1	ИТП Оборонная, 2-5	65,04	80	подвал	2008	ППУ
АК-1	пдв. Оборонная, 2-4	26,60	150	канальная	2008	ППУ
АК-1	пдв. Оборонная, 2-4	6,20	150	бесканальная	2008	ППУ
АК-1	пдв. Оборонная, 2-4	157,10	150	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-4	ИТП Оборонная, 2-4	1,50	125	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-4	пдв. Оборонная, 2-3	7,40	125	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-4	пдв. Оборонная, 2-3	4,30	125	бесканальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-4	пдв. Оборонная, 2-3	21,10	125	канальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-4	пдв. Оборонная, 2-3	80,70	125	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-3	ИТП Оборонная, 2-3	1,50	100	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-3	пдв. Оборонная, 2-2	9,80	100	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-3	пдв. Оборонная, 2-2	5,60	100	бесканальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-3	пдв. Оборонная, 2-2	22,00	100	канальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-3	пдв. Оборонная, 2-2	24,20	100	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-2	1,80	50	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-1	1,90	50	подвал	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-1	9,80	50	канальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-1	10,10	50	бесканальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-1	16,40	50	канальная	2008	ППУ
пдв. Оборонная, 2-2	ИТП Оборонная, 2-1	0,70	50	подвал	2008	ППУ
ТК-2	гр.раздела 1	1,00	80	бесканальная	1993	АПБ
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	12,00	80	канальная	1994	АПБ
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	28,00	80	бесканальная	1994	АПБ
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	8,00	80	канальная	1994	АПБ
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	7,00	80	бесканальная	1994	АПБ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	8,00	80	канальная	1994	АПБ
гр.раздела 1	ИТП Оборонная, 24	4,00	80	подвал	1994	АПБ
ТК-4	гр.раздела 1	1,60	150	канальная	1974	АПБ
гр.раздела 1	УВС3-1	25,80	150	канальная	2012	ППУ
гр.раздела 1	УВС3-1	2,50	150	бесканальная	2012	ППУ
гр.раздела 1	УВС3-1	1,00	150	подвал	2012	МВ
УВС3-1	пдв. Оборонная, 26_1	2,00	150	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_1	ИТП Оборонная, 26_1	3,00	80	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_1	пдв. Оборонная, 26_2	71,30	125	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_2	ИТП Оборонная, 26_2	3,00	80	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_2	пдв. Оборонная, 26_3	32,80	125	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_3	ИТП Оборонная, 26_3	4,00	80	подвал	1997	АПБ
пдв. Оборонная, 26_3	УВС3-2	3,40	125	подвал	1997	АПБ
ТК-1	ИТП Оборонная, 22	32,00	80	бесканальная	2012	ППУ
ТК-1	ИТП Оборонная, 22	8,00	80	подвал	2012	МВ
ТК-2	ИТП Оборонная, 16	45,00	100	бесканальная	2012	ППУ
ТК-2	ИТП Оборонная, 16	8,00	80	подвал	2012	МВ
ТК-2	ИТП Оборонная, 20	28,50	80	бесканальная	2012	ППУ
ТК-2	ИТП Оборонная, 20	5,80	80	подвал	2012	МВ
ТК-3	ИТП Оборонная, 18	35,00	80	бесканальная	2012	ППУ
ТК-3	ИТП Оборонная, 18	6,00	80	подвал	2012	МВ
ТК-4	ИТП Оборонная, 8	12,00	80	бесканальная	1984	АПБ
ТК-4	ИТП Оборонная, 8	1,60	80	подвал	1984	АПБ
ТК-4	ИТП Оборонная, 8	2,00	70	подвал	1984	АПБ
ТК-4	ИТП Оборонная, 8	0,30	80	подвал	1984	АПБ
ТК-5	ИТП Оборонная, 12	21,00	80	бесканальная	2007	ППУ
ТК-5	ИТП Оборонная, 12	4,00	80	подвал	1984	АПБ
ТК-5	ИТП Оборонная, 10	40,00	80	бесканальная	2012	ППУ
ТК-5	ИТП Оборонная, 10	2,60	80	подвал	2012	МВ
врезка 1	ИТП ВНС	12,00	50	бесканальная	1985	АПБ
врезка 1	ИТП ВНС	2,00	50	подвал	1985	АПБ
ТК-6	ИТП Оборонная, 14	17,00	100	бесканальная	2012	ППУ
ТК-6	ИТП Оборонная, 14	6,00	100	подвал	2012	МВ
ТК-7	врезка 1	58,90	70	бесканальная	2012	ППУ
ТК-7	врезка 1	16,80	70	футляр	2012	ППУ
ТК-7	врезка 1	20,30	70	бесканальная	2012	ППУ
ТК-7	врезка 1	2,00	70	футляр	2012	ППУ
ТК-7	врезка 1	21,20	70	бесканальная	2012	ППУ
врезка 1	АК-2	13,50	70	бесканальная	2012	ППУ
АК-2	ИТП Оборонная, 25-27	21,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-2	ИТП Оборонная, 25-27	3,55	50	подвал	1985	АПБ
врезка 1	АК-1	2,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-1	ИТП Оборонная, 21	3,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-1	ИТП Оборонная, 21	3,55	50	подвал	1985	АПБ
АК-2	ИТП Оборонная, 23 б	29,50	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-2	ИТП Оборонная, 23 б	3,55	50	подвал	1985	АПБ
АК-2	АК-3	9,00	70	канальная	1985	АПБ
АК-3	ИТП Оборонная, 23а	5,30	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-3	ИТП Оборонная, 23а	3,55	50	подвал	1985	АПБ
АК-3	врезка 2	16,50	70	канальная	1985	АПБ
АК-3	врезка 2	22,00	70	бесканальная	1985	АПБ
врезка 2	АК-5	22,50	70	бесканальная	1985	АПБ
АК-5	ИТП Оборонная, 17	10,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-5	ИТП Оборонная, 17	3,55	50	подвал	1985	АПБ
врезка 2	АК-4	2,50	50	бесканальная	1985	АПБ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
АК-4	ИТП Оборонная, 19	13,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-4	ИТП Оборонная, 19	3,55	50	подвал	1985	АПБ
АК-5	ИТП Оборонная, 13-15	26,00	50	бесканальная	1985	АПБ
АК-5	ИТП Оборонная, 13-15	3,50	50	подвал	1985	АПБ
ТК-8	ИТП Оборонная, 2	31,00	80	бесканальная	2007	ППУ
ТК-8	ИТП Оборонная, 2	6,80	80	подвал	2007	МВ
ТК-8	ИТП Оборонная, 4	10,00	80	бесканальная	1985	АПБ
ТК-8	ИТП Оборонная, 4	3,50	80	подвал	1985	АПБ
ТК-8	ИТП Оборонная, 6	56,00	80	бесканальная	1985	АПБ
ТК-8	ИТП Оборонная, 6	3,00	70	подвал	2007	МВ
ТК-8	ИТП Оборонная, 6	14,10	80	подвал	2007	МВ
ТК-10	гр.раздела		0	бесканальная		
гр.раздела	ИТП Привокзальная, 5а-б	8,90	100	канальная	2014	ППУ
гр.раздела	ИТП Привокзальная, 5а-б	7,50	100	бесканальная	2014	ППУ
гр.раздела	ИТП Привокзальная, 5а-б	14,10	100	канальная	2014	ППУ
гр.раздела	ИТП Привокзальная, 5а-б	3,90	100	футляр	2014	ППУ
гр.раздела	ИТП Привокзальная, 5а-б	5,85	100	подвал	2014	МВ
ТК-10	гр.раздела 1		0	бесканальная		
гр.раздела 1	АК-1	11,40	250	канальная	2012	ППУ
гр.раздела 1	АК-1	8,90	250	бесканальная	2012	ППУ
АК-1	АК-2	27,99	250	бесканальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-2	4,35	125	канальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-2	15,00	125	канальная	2013	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-2	9,80	125	футляр	2013	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-2	4,00	125	канальная	2013	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-2	17,49	125	подвал	2013	МВ
пдв. Привокзальная, 3-2	ИТП Привокзальная, 3-2_2	18,57	125	подвал	2013	МВ
АК-1	гр.раздела 3	1,67	250	канальная	2012	ППУ
АК-1	пдв. Привокзальная, 3/3_1	3,45	150	канальная	2012	ППУ
АК-1	пдв. Привокзальная, 3/3_1	8,00	150	канальная	2014	ППУ
АК-1	пдв. Привокзальная, 3/3_1	29,05	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 3/3_1	ИТП Привокзальная, 3/3_1	1,72	32	подвал	2014	МВ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	0,98	250	канальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	13,00	200	канальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	3,70	200	бесканальная	2012	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	26,00	200	канальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	27,60	200	бесканальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	32,80	200	канальная	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	3,20	200	футляр	2012	ППУ
АК-2	пдв. Привокзальная, 3-1_1	37,53	200	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_1	пдв. Привокзальная, 3-1_2	16,54	125	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_2	пдв. Привокзальная, 3-1_3	1,16	125	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_3	ИТП Привокзальная, 3-1_3	0,40	125	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_3	ИТП Привокзальная, 3-1_3	22,95	100	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-2	ИТП Привокзальная, 3-2_1	2,08	32	подвал	2013	МВ
пдв. Привокзальная, 3/3_1	пдв. Привокзальная, 3/3_2	12,19	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 3/3_2	гр.раздела 2	38,74	65	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_1	пдв. Скандинавский, 2_1	1,27	200	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_1	пдв. Скандинавский, 2_1	23,80	200	подвал	2015	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_1	пдв. Скандинавский, 2_1	54,20	200	канальная	2015	ППУ
пдв. Привокзальная, 3-1_1	пдв. Скандинавский, 2_1	0,81	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 2_1	пдв. Скандинавский, 2_2	2,67	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 2_2	пдв. Скандинавский, 4-1_1	5,65	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 2_2	пдв. Скандинавский, 4-1_1	79,90	200	канальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 2_2	пдв. Скандинавский, 4-1_1	1,91	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_1	ИТП Скандинавский, 4-1_1	2,77	100	подвал	2015	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_2	ИТП Привокзальная, 3-1_1	1,90	125	подвал	2012	МВ
пдв. Привокзальная, 3-1_3	ИТП Привокзальная, 3-1_2	1,80	40	подвал	2012	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Привокзальная, 3/3_2	ИТП Привокзальная, 3/3_2	4,79	150	подвал	2014	МВ
пдв. Скандинавский, 2_1	ИТП Скандинавский, 2_2	6,92	32	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 2_2	ИТП Скандинавский, 2_1	0,83	100	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_1	пдв. Скандинавский, 4- 1_2	16,47	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	ИТП Скандинавский, 4- 1_2	1,30	32	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	1,40	200	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	0,60	150	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	3,30	150	футляр	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	4,00	150	бесканальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	26,40	150	канальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 4-1_2	АК-3	27,40	150	бесканальная	2015	ППУ
АК-3	ИТП Скандинавский, 4-2	27,61	80	канальная	2015	ППУ
АК-3	ИТП Скандинавский, 4-2	1,65	80	подвал	2015	МВ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	0,53	150	канальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	3,07	125	канальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	22,80	125	бесканальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	15,80	125	канальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	3,60	125	бесканальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	10,00	125	канальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	4,20	125	бесканальная	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	3,30	125	футляр	2015	ППУ
АК-3	пдв. Скандинавский, 8- 2_1	2,70	125	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_1	пдв. Скандинавский, 8- 2_2	16,80	125	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	ИТП Скандинавский, 8- 2_2	1,30	100	подвал	2015	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Скандинавский, 8-2_2	ИТП Скандинавский, 8- 2_2	0,50	80	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_1	ИТП Скандинавский, 8- 2_1	1,85	32	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	1,30	125	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	0,60	100	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	6,10	100	бесканальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	9,80	100	футляр	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	2,60	100	бесканальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	18,40	100	канальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	5,20	100	бесканальная	2015	ППУ
пдв. Скандинавский, 8-2_2	пдв. Скандинавский, 8- 1_1	2,30	100	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-1_1	ИТП Скандинавский, 8- 1_2	13,30	32	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-1_1	ИТП Скандинавский, 8- 1_1	0,80	100	подвал	2015	МВ
пдв. Скандинавский, 8-1_1	ИТП Скандинавский, 8- 1_1	0,20	80	подвал	2015	МВ
ТК-10	гр.раздела		0	бесканальная		
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	2,50	400	бесканальная	2014	ППУ
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	6,30	200	бесканальная	2014	ППУ
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	9,00	200	футляр	2014	ППУ
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	21,00	200	бесканальная	2014	ППУ
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	2,60	200	футляр	2014	ППУ
гр.раздела	пдв. Привокзальная, 5а- 1	108,54	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-1	ИТП Привокзальная, 5а- 1	1,82	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-1	пдв. Привокзальная, 5а- 2_1	20,45	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-1	пдв. Привокзальная, 5а- 2_1	0,75	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-1	пдв. Привокзальная, 5а- 2_1	55,14	200	подвал	2014	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Привокзальная, 5а-2_1	пдв. Привокзальная, 5а- 2_2	26,78	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-2_2	ИТП Привокзальная, 5а- 2_2	0,40	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-2_1	пдв. Привокзальная, 5а- 3_1	76,32	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-3_1	пдв. Привокзальная, 5а- 3_2	0,50	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-3_2	ИТП Привокзальная, 5а- 3_2	1,00	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-2_2	ИТП Привокзальная, 5а- 2_1	2,90	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-3_1	ИТП Привокзальная, 5а- 3_1	4,30	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-3_2	пдв. Привокзальная, 5а- 4_1	67,89	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-4_1	ИТП Привокзальная, 5а- 4_1	0,50	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-4_1	пдв. Привокзальная, 5а- 4_2	0,95	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-4_2	ИТП Привокзальная, 5а- 4_2	0,50	50	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-4_2	АК-1	10,80	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 5а-4_2	АК-1	30,40	200	канальная	2014	ППУ
АК-1	ИТП Привокзальная, 5а- 5	16,90	100	канальная	2014	ППУ
АК-1	ИТП Привокзальная, 5а- 5	5,10	100	футляр	2014	ППУ
АК-1	ИТП Привокзальная, 5а- 5	4,65	100	подвал	2014	МВ
АК-1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_1	45,70	200	канальная	2014	ППУ
АК-1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_1	2,50	200	футляр	2014	ППУ
АК-1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_1	9,36	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_2	1,40	200	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_2	2,65	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_2	ИТП Привокзальная, 1а- 1_1	0,98	80	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_1	пдв. Привокзальная, 1а- 1_3	17,28	150	подвал	2014	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Привокзальная, 1а-1_3	пдв. Привокзальная, 1а- 1_4	44,02	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_3	пдв. Привокзальная, 1а- 1_4	3,60	150	футляр	2014	ППУ
пдв. Привокзальная, 1а-1_3	пдв. Привокзальная, 1а- 1_4	6,85	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_4	пдв. Привокзальная, 1а- 1_5	1,50	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_5	пдв. Привокзальная, 1а- 1_6	1,00	150	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_5	пдв. Привокзальная, 1а- 1_6	71,05	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_6	пдв. Привокзальная, 1а- 1_7	3,85	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_7	пдв. Привокзальная, 1а- 1_8	1,25	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_7	пдв. Привокзальная, 1а- 1_8	56,23	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_8	ИТП Привокзальная, 1а- 1_8	1,55	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_8	ИТП Привокзальная, 1а- 1_8	0,90	40	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_2	ИТП Привокзальная, 1а- 2	21,18	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_2	ИТП Привокзальная, 1а- 2	27,30	125	канальная	2014	ППУ
пдв. Привокзальная, 1а-1_2	ИТП Привокзальная, 1а- 2	6,00	125	футляр	2014	ППУ
пдв. Привокзальная, 1а-1_2	ИТП Привокзальная, 1а- 2	4,50	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_3	ИТП Привокзальная, 1а- 1_2	1,20	50	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_4	ИТП Привокзальная, 1а- 1_3	0,76	50	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_5	ИТП Привокзальная, 1а- 1_4	0,76	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_6	ИТП Привокзальная, 1а- 1_5	0,80	50	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_7	ИТП Привокзальная, 1а- 1_6	0,80	100	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 1а-1_8	ИТП Привокзальная, 1а- 1_7	0,80	100	подвал	2014	МВ
ТК-9	пдв. Привокзальная, 3/4	14,50	125	футляр	2014	ППУ
ТК-9	пдв. Привокзальная, 3/4	26,45	125	канальная	2014	ППУ
ТК-9	пдв. Привокзальная, 3/4	6,18	125	подвал	2014	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Привокзальная, 3/4	ИТП Привокзальная, 3/4_1	6,94	125	подвал	2014	МВ
пдв. Привокзальная, 3/4	ИТП Привокзальная, 3/4_2	1,22	32	подвал	2014	МВ
УВВ-9	УВВ-1	2,50	80	Бесканальная	2014	ППУ
УВВ-9	УВВ-1	10,55	80	канальная	2014	ППУ
УВВ-9	УВВ-1	1,00	80	канальная	2017	ППУ
УВВ-1	ИТП Привокзальная, 5- Б 1	2,90	40	бесканальная	2017	ППУ
УВВ-1	ИТП Привокзальная, 5- Б 1	4,44	40	канальная	2017	ППУ
УВВ-1	ИТП Привокзальная, 5- Б 1	8,26	40	Надземная	2017	ППУ
УВВ-1	ИТП Привокзальная, 5- Б 1	7,00	40	подвал	2017	МВ
УВВ-1	ТПС Боровая, 16_1	1,00	80	канальная	2017	ППУ
УВВ-1	ТПС Боровая, 16_1	37,80	80	канальная	2014	ППУ
УВВ-1	ТПС Боровая, 16_1	13,60	80	бесканальная	2014	ППУ
УВВ-1	ТПС Боровая, 16_1	4,13	80	подвал	2014	ППУ
ТК-13	ТК-1	1,25	250	камера	2020	ППУ
ТК-13	ТК-1	36,30	250	бесканальная	2020	ППУ
ТК-13	ТК-1	13,40	250	фуляр	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	62,00	250	бесканальная	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	10,00	250	фуляр	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	27,19	250	бесканальная	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	11,00	250	фуляр	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	3,56	250	бесканальная	2022	ППУ
ТК-13	ТК-1	1,50	250	камера	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	0,58	250	камера	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	0,92	200	камера	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	22,12	200	бесканальная	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	9,50	200	фуляр	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	40,34	200	бесканальная	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	17,00	200	фуляр	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	14,68	200	бесканальная	2022	ППУ
ТК-1	ТК-2	2,00	200	камера	2022	ППУ
ТК-2	гр. раздела 1	0,92	200	камера	2022	ППУ
ТК-2	гр. раздела 1	1,08	150	камера	2022	ППУ
ТК-2	гр. раздела 1	2,00	150	бесканальная	2022	ППУ
ТК-10	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	2,20	200	камера	2016	ТТМ
ТК-10	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	95,28	200	Бесканальная	2016	ППУ
ТК-10	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	28,99	200	канальная	2016	ППУ
ТК-10	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	3,16	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_2	0,59	125	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_2	9,04	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_3	41,86	100	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	0,58	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	92,36	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_1	1,51	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_1	3,12	125	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	АК-1	72,67	80	подвал	2016	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	АК-1	48,06	80	канальная	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 49_3	АК-1	1,30	80	камера	2016	ТТМ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_4	1,30	80	камера	2016	ТТМ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_4	18,87	80	канальная	2016	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 49_4	1,44	80	подвал	2016	МВ
ТК-11	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_1	2,30	200	камера	2020	ППУ
ТК-11	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_1	12,80	200	канальная	2020	ППУ
ТК-11	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_1	2,57	200	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-3_1	8,10	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_2	27,50	200	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-3_2	12,30	50	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_3	46,50	200	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_3	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	3,35	200	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_3	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	1,77	200	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_3	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	26,60	200	канальная	2021	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-3_3	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	3,37	200	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-2_1	5,25	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_2	2,16	200	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_2	25,79	150	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-2_2	9,89	65	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-2_2	УВСЗ-1	29,86	150	подвал	2021	МВ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	24,43	150	подвал	2021	МВ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	1,17	150	подвал	2021	МВ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	5,20	150	канальная	2021	ППУ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	2,00	150	Футляр	2021	ППУ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	11,80	150	канальная	2021	ППУ
УВСЗ-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	3,46	150	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 72-4_1	5,43	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_2	2,11	150	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_2	25,47	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 72-4_2	10,12	65	подвал	2021	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-4_2	УВСЗ-2	30,35	125	подвал	2021	МВ
УВСЗ-2	гр. раздела 1	24,09	125	подвал	2022	МВ
УВСЗ-2	гр. раздела 1	19,50	125	канальная	2022	ППУ
УВСЗ-2	гр. раздела 1	5,13	125	подвал	2022	МВ
ТК-12	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	2,10	125	камера	2020	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-12	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	9,69	125	канальная	2020	ППУ
ТК-12	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	0,78	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-1_1	2,68	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-1_2	2,55	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-1_2	35,63	50	подвал	2020	МВ
ТК-14	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	2,30	125	камера	2020	ППУ
ТК-14	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	24,22	125	канальная	2020	ППУ
ТК-14	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	87,29	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-2_1	1,00	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-2_1	16,76	65	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	10,21	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-2_2	1,77	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-А_3	1,00	125	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-А_3	0,15	50	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-А_3	3,37	32	подвал	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-А_3	36,00	32	канальная	2020	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 68-2_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 68-А_3	3,16	32	подвал	2020	МВ
ТК-15	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	2,30	125	камера	2021	ППУ
ТК-15	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	16,50	125	канальная	2021	ППУ
ТК-15	пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	30,82	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-1_1	9,87	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	УВС3-1	0,97	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	УВС3-1	0,40	50	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 70-1_1	УВС3-1	0,74	32	подвал	2021	МВ
УВС3-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-А_1	32,34	32	подвал	2021	МВ
УВС3-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-А_1	34,50	32	канальная	2021	ППУ
УВС3-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 70-А_1	3,41	32	подвал	2021	МВ
ТК-16	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	2,30	125	камера	2021	ППУ
ТК-16	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	16,24	125	канальная	2021	ППУ
ТК-16	пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	28,21	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 72-1_1	8,22	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	УВС3-1	1,00	125	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	УВС3-1	0,30	50	подвал	2021	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 72-1_1	УВС3-1	0,71	32	подвал	2021	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
УВСЗ-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 72_1	34,02	32	подвал	2022	МВ
УВСЗ-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 72_1	34,24	32	канальная	2022	ППУ
УВСЗ-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 72_1	3,85	32	подвал	2022	МВ
ТК-17	ИТП Шоссе в Лаврики, 66-2_1	1,97	200	камера	2022	ППУ
ТК-17	ИТП Шоссе в Лаврики, 66-2_1	0,23	150	камера	2022	ППУ
ТК-17	ИТП Шоссе в Лаврики, 66-2_1	22,27	150	канальная	2022	ППУ
ТК-17	ИТП Шоссе в Лаврики, 66-2_1	3,08	150	подвал	2022	МВ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	0,14	200	камера	2022	ТТМ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	1,16	125	камера	2022	ТТМ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	2,10	125	Бесканальная	2022	ППУ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	37,70	125	Бесканальная	2022	ППУ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	6,10	125	канальная	2022	ППУ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	11,20	125	Футляр	2022	ППУ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	5,00	125	канальная	2022	ППУ
ТК-17	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	31,79	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	10,13	125	подвал	2022	МВ
ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	0,66	125	подвал	2022	МВ
ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_1	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	33,83	50	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	18,77	50	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-Б_1	4,53	32	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-Б_1	33,50	32	канальная	2022	ППУ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-2_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 72-Б_1	3,49	32	подвал	2022	МВ
ТК-2	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_1	2,71	150	камера	2016	ТТМ
ТК-2	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_1	10,36	150	подвал	2016	ППУ
ТК-2	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_1	68,44	150	подвал	2016	МВ
ТК-2	ТК-1	1,93	300	камера	2019	ТТМ
ТК-2	ТК-1	89,70	300	канальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	47,00	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	8,50	300	Футляр	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	76,50	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	8,00	300	канальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	8,50	300	Футляр	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	76,10	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	24,04	300	канальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-1	2,00	300	камера	2019	ТТМ
ТК-1	ТК-2	2,00	300	камера	2019	ТТМ
ТК-1	ТК-2	16,60	300	Бесканальная	2019	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-1	ТК-2	8,20	300	Футляр	2019	ППУ
ТК-1	ТК-2	3,70	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-1	ТК-2	17,59	300	канальная	2019	ППУ
ТК-1	ТК-2	4,40	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-1	ТК-2	2,60	300	камера	2019	ТТМ
ТК-2	ТК-3	1,40	300	камера	2019	ТТМ
ТК-2	ТК-3	32,40	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	ТК-3	1,30	300	камера	2019	ТТМ
ТК-3	ТК-4	2,70	300	камера	2019	ТТМ
ТК-3	ТК-4	4,00	300	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-3	ТК-4	2,40	250	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-3	ТК-4	201,09	250	канальная	2022	ППУ
ТК-3	ТК-4	5,00	250	Футляр	2022	ППУ
ТК-3	ТК-4	159,15	250	канальная	2022	ППУ
ТК-3	ТК-4	2,00	250	камера	2022	ТТМ
ТК-4	ТК-5	2,00	250	камера	2022	ТТМ
ТК-4	ТК-5	189,45	250	Бесканальная	2022	ППУ
ТК-4	ТК-5	2,94	250	камера	2022	ТТМ
ТК-5	заглушки 1	0,94	100	камера	2022	ТТМ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	1,86	150	камера	2019	ТТМ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	8,60	150	канальная	2019	ППУ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	5,20	150	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	1,50	150	Футляр	2019	ППУ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	3,12	150	канальная	2019	ППУ
ТК-3	пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	2,43	150	подвал	2019	МВ
пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	ИТП шоссе в Лаврики, 64-2_1	3,96	100	подвал	2019	МВ
пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	ИТП шоссе в Лаврики, 64-2_2	1,15	150	подвал	2019	МВ
пдв. шоссе в Лаврики, 64-2	ИТП шоссе в Лаврики, 64-2_3	8,24	32	подвал	2019	МВ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	3,43	150	камера	2019	ТТМ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	0,49	125	камера	2019	ТТМ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	12,75	125	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	44,21	125	канальная	2019	ППУ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	4,00	125	Бесканальная	2019	ППУ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	1,60	125	Футляр	2019	ППУ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	3,07	125	канальная	2019	ППУ
ТК-2	пдв. шоссе в Лаврики, 63	2,20	125	подвал	2019	МВ
ТК-1	ИТП шоссе в Лаврики, 65_1	2,77	65	камера	2019	ТТМ
ТК-1	ИТП шоссе в Лаврики, 65_1	1,20	65	канальная	2019	ППУ
ТК-1	ИТП шоссе в Лаврики, 65_1	8,90	65	канальная	2021	ППУ
ТК-1	ИТП шоссе в Лаврики, 65_1	5,00	65	Футляр	2021	ППУ
ТК-1	ИТП шоссе в Лаврики, 65_1	1,60	65	подвал	2021	МВ
ТК-4	заглушки 1	1,84	250	камера	2022	ТТМ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	2,75	150	камера	2022	ТТМ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	12,00	150	канальная	2022	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	1,90	150	Футляр	2022	ППУ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	9,70	150	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2»	47,36	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2	0,50	150	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1»	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2	15,28	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1	3,95	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1	0,60	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_2	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 95_1	4,45	50	подвал	2022	МВ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	1,69	150	камера	2022	ТТМ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	57,08	150	канальная	2022	ППУ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	5,00	150	Футляр	2022	ППУ
ТК-5	ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	30,20	150	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_2	7,48	125	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	1,00	150	подвал	2022	МВ
ПДВ. ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	ИТП ШОССЕ В ЛАВРИКИ, 64-4_1	83,10	125	подвал	2022	МВ
ТК-3	АК-1	5,40	300	канальная	2016	ППУ
ТК-3	АК-1	66,45	300	канальная	2017	ППУ
ТК-3	АК-1	26,55	300	бесканальная	2017	ППУ
ТК-3	АК-1	5,90	300	футляр	2017	ППУ
ТК-3	АК-1	66,75	300	бесканальная	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	39,51	150	канальная	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	7,00	150	футляр	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	9,05	150	канальная	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	1,55	150	подвал	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	30,90	150	подвал	2017	МВ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	2,10	150	футляр	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	0,48	150	подвал	2017	МВ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	0,78	150	подвал	2017	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-2_2	1,08	150	подвал	2017	МВ
АК-1	заглушки	4,03	300	канальная	2017	ППУ
ТК-3	заглушки	4,03	80	канальная	2016	ППУ
ТК-4	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	4,14	150	канальная	2016	ППУ
ТК-4	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	6,80	150	бесканальная	2019	ППУ
ТК-4	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	10,00	150	футляр	2019	ППУ
ТК-4	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	37,40	150	канальная	2019	ППУ
ТК-4	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	2,18	150	подвал	2019	МВ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_3	16,42	125	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	УВСЗ-1	2,18	150	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_1	УВСЗ-1	1,50	125	подвал	2019	МВ
УВСЗ-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_4	41,40	125	подвал	2019	МВ
ТК-5	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	27,65	200	канальная	2016	ППУ
ТК-5	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	6,15	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_10	2,06	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_10	8,24	65	футляр	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_10	4,66	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_2	72,14	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_3	23,50	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_6	3,08	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_4	1,00	200	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_4	40,38	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_5	14,13	32	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_7	11,37	32	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_4	7,95	150	подвал	2016	МВ
ТК-6	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_2	4,14	200	канальная	2016	ППУ
ТК-6	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_2	59,20	150	канальная	2019	ППУ
ТК-6	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_2	2,67	150	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_3	1,94	125	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_2	2,41	125	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_2	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_4	35,48	125	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_5	16,18	32	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_5	39,30	32	канальная	2019	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_5	3,27	32	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_3	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_6	11,38	32	подвал	2019	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-3_4	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-3_1	20,80	125	подвал	2019	МВ
ТК-7	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	33,23	150	канальная	2016	ППУ
ТК-7	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	6,26	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	3,21	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	0,75	65	подвал	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	13,03	65	бесканальная	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	11,55	65	футляр	2016	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	6,41	65	бесканальная	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	0,45	65	подвал	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_9	4,37	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_3	1,03	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_5	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_3	124,53	125	подвал	2016	МВ
ТК-8	АК-1	4,15	200	канальная	2016	ППУ
ТК-8	АК-1	35,15	200	канальная	2018	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-2	1,08	200	канальная	2018	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-2	0,88	80	канальная	2018	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-2	53,31	80	канальная	2019	ППУ
АК-1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-2	7,70	80	подвал	2019	МВ
АК-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_1	28,78	150	канальная	2018	ППУ
АК-1	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_1	73,73	150	подвал	2018	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_1	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-1_2	1,72	100	подвал	2018	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_2	1,25	150	подвал	2018	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_1	пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_2	66,16	125	подвал	2018	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-1_1	2,00	125	подвал	2018	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 57-1_2	ИТП Шоссе в Лаврики, 57-1_3	0,71	50	подвал	2018	МВ
ТК-9	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	37,54	150	канальная	2016	ППУ
ТК-9	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	13,60	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_8	3,30	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_8	0,50	65	подвал	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_8	13,70	65	бесканальная	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_8	0,30	65	подвал	2016	ППУ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_8	16,86	65	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_7	2,00	150	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_6	пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_7	12,60	125	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_7	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_1	2,10	125	подвал	2016	МВ
пдв. Шоссе в Лаврики, 59-1_7	ИТП Шоссе в Лаврики, 59-1_2	16,15	50	подвал	2016	МВ
ТК-1	АК-2	1,53	150	канальная	1993	АПБ
ТК-1	АК-2	31,20	150	канальная	2013	ППУ
АК-2	врезка к АК-4	111,30	150	канальная	2013	ППУ
врезка к АК-4	АК-5	26,50	150	канальная	2013	ППУ
АК-5	пдв. Оборонная,36	26,00	80	канальная	2013	ППУ
АК-5	пдв. Оборонная,36	16,00	80	подвал	2013	ППУ
АК-2	АК-3	4,50	100	канальная	2000	ППУ
АК-2	АК-3	10,20	100	футляр	2000	ППУ
АК-2	АК-3	14,00	100	канальная	2000	ППУ
АК-2	АК-3	1,80	100	надземная	2000	ППУ
АК-3	пдв. Оборонная, 47	26,00	100	надземная	2000	ППУ
АК-3	пдв. Оборонная, 47	20,40	100	канальная	2000	ППУ
АК-3	пдв. Оборонная, 47	2,60	100	бесканальная	2000	ППУ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
АК-3	пдв. Оборонная, 47	60,20	100	подвал	2000	МВ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 47	10,30	80	подвал	2000	МВ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 47		80	подвал	2000	МВ
врезка к АК-4	АК-4	1,50	80	бесканальная	2013	ППУ
АК-4	гр.раздела 1	2,70	80	бесканальная	2005	АПБ
гр.раздела 1	Администрация (казарма)		0	бесканальная		
АК-5	гр.раздела 2	3,00	25	бесканальная	1993	АПБ
гр.раздела 2	ТП Оборонная, 51 КПП		0	бесканальная		
АК-5	гр.раздела 3	50,50	70	канальная	2013	ППУ
гр.раздела 3	почта		0	бесканальная		
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 45	5,60	100	подвал	2000	МВ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 45	86,40	80	подвал	2000	МВ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 45	23,20	70	канальная	2000	ППУ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 45	1,40	70	бесканальная	2000	ППУ
пдв. Оборонная, 47	ИТП Оборонная, 45	10,80	70	подвал	2000	МВ
ТК-1	гр.раздела 1	3,10	100	бесканальная	2010	ППУ
гр.раздела 1	врезка к зданию котельной		0	бесканальная		
врезка к зданию котельной	котельная		100	канальная	1993	АПБ
врезка к зданию котельной	ТК-12		150	канальная	1993	АПБ
ТК-12	врезка к КТП		150	канальная	1993	АПБ
врезка к КТП	КТП		150	канальная	1993	АПБ
врезка к КТП	врезка к ТК-14		150	канальная	1993	АПБ
врезка к ТК-14	ТК-14		65	бесканальная	1993	АПБ
ТК-14	Теплица		65	бесканальная	1993	АПБ
врезка к ТК-14	ТК-13		150	канальная	1993	АПБ
ТК-13	ПРМ		150	канальная	1993	АПБ
ТК-13	ПРМ		65	канальная	1993	АПБ
ТК-14	Караул		40	бесканальная	1993	АПБ
ТК-13	врезка к ГСМ, Бокс		100	канальная	1993	АПБ
врезка к ГСМ, Бокс	ГСМ		100	канальная	1993	АПБ
врезка к ГСМ, Бокс	БОКС		100	канальная	1993	АПБ
ТК-1	ТК-7	129,00	150	канальная	1993	ППУ
ТК-7	ТК-8	65,00	100	канальная	1993	ППУ
ТК-8	ТК-10	72,00	100	канальная	1993	АПБ
ТК-10	ТК-11	71,00	100	канальная	1993	АПБ
ТК-11	гр.раздела 2	5,00	80	канальная	1993	АПБ
гр.раздела 2	ТП Оборонная, 51 Штаб		0	бесканальная		
ТК-7	гр.раздела 3	3,00	80	канальная	1993	ППУ
гр.раздела 3	ТП Оборонная, 51 Казарма		0	бесканальная		
ТК-7	ТП Оборонная, 51		0	бесканальная		
ТК-8	врезка к д.55 ул.Оборонная	19,00	100	канальная	1993	ППУ
ТК-8	врезка к д.55 ул.Оборонная	10,00	150	канальная	1960	АПБ
ТК-8	врезка к д.55 ул.Оборонная	37,00	150	подвал	1960	другая
врезка к д.55 ул.Оборонная	пдв. Оборонная, 55	4,00	65	подвал	1960	другая
ТК-8	гр.раздела 4	2,76	100	бесканальная	1993	
гр.раздела 4	ИТП Оборонная, 51-1		0	бесканальная		
ТК-10	гр.раздела	50,00	80	бесканальная	1993	АПБ

Узел начала	Узел конца	Л м трассы	Ду мм	Тип прокладки	Год	Изоляция
гр.раздела	ТП Оборонная, 51 овощехранилище		0	бесканальная		
ТК-10	баня	18,00	65	канальная	1993	АПБ
врезка к д.55 ул.Оборонная	врезка к д.53 ул.Оборонная	25,00	150	подвал	1960	другая
врезка к д.55 ул.Оборонная	врезка к д.53 ул.Оборонная	44,00	100	канальная	1960	другая
врезка к д.53 ул.Оборонная	пдв. Оборонная,53	10,00	80	канальная	1960	другая
врезка к д.53 ул.Оборонная	пдв. Оборонная,53	36,00	80	подвал	1960	другая
врезка к д.53 ул.Оборонная	ТК-9	29,00	100	канальная	2005	ППУ
ТК-9	пдв. Оборонная,40	25,00	50	канальная	2005	ППУ
УВВ-1	пдв. Оборонная, 37- 1_1	3,62	150	бесканальная	2017	ППУ
УВВ-1	пдв. Оборонная, 37- 1_1	7,50	150	канальная	2017	ППУ
УВВ-1	пдв. Оборонная, 37- 1_1	3,00	150	футляр	2017	ППУ
УВВ-1	пдв. Оборонная, 37- 1_1	16,70	150	канальная	2017	ППУ
УВВ-1	пдв. Оборонная, 37- 1_1	5,53	150	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_1	пдв. Оборонная, 37- 1_2	1,00	150	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_1	пдв. Оборонная, 37- 1_2	19,54	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_2	ИТП Оборонная, 37-1_3	10,54	100	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_1	ИТП Оборонная, 37-1_4	102,25	100	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_2	УВС3-1	21,92	125	подвал	2017	МВ
УВС3-1	пдв. Оборонная, 37- 1_3	40,84	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_3	ИТП Оборонная, 37-1_2	7,49	65	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_3	ИТП Оборонная, 37-1_1	1,28	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-1_3	ИТП Оборонная, 37-1_1	9,64	100	подвал	2017	МВ
УВВ-2	гр.раздела 1		0	бесканальная		
гр.раздела 1	пдв. Оборонная, 37- 2_1	1,90	125	бесканальная	2017	ППУ
гр.раздела 1	пдв. Оборонная, 37- 2_1	25,50	125	канальная	2017	ППУ
гр.раздела 1	пдв. Оборонная, 37- 2_1	3,45	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-2_1	пдв. Оборонная, 37- 2_2	2,00	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-2_2	ИТП Оборонная, 37-2_2	13,64	65	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-2_1	ИТП Оборонная, 37-1_3	42,19	100	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-2_2	УВС3-1	0,57	125	подвал	2017	МВ
пдв. Оборонная, 37-2_2	УВС3-1	12,43	100	подвал	2017	МВ
УВС3-1	ИТП Оборонная, 37-2_1	30,60	100	подвал	2017	МВ

Котельная ГУП «ТЭК СПб»

Система теплоснабжения двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 48.

Таблица 48. Характеристики тепловых сетей ГУП «ТЭК СПб»

Адрес тепловых сетей	L трассы, п.м. (в двухтрубном исчислении)	L трубы, п.м. (в однотрубном исчислении)	Ду, мм	Ду, ГВС	Прокладка					Год ввода в эксплуатацию или кап. ремонта/ реконструкции	Изоляция	
					бесканальная	канальная	футляр	подвальная	надземная			
Т/сеть г. Мурино от границы работ до ул.Кооперативная, д.21 (церковь)	83,00	166,00	80	отсутствует		80,0		3,0		2008	ППУ	Минвата
Т/сеть от границы работ до метро "Девяткино"	74,740	149,48	80	отсутствует		72,4		2,34		1978	АПБ	Минвата
Т/сеть маг.от УТ-1 через прям-3, узел-2 прямок-4, УТ-3,УТ-4, прямок-6, прямок-1, узел-2, узел-1, прямок-3 до границы работ за ТК-1 за Токсовским шоссе	1700,00	3400,00	400	отсутствует	461,96	908,70	60,20		269,14	2015	ППУ	
Т/сеть маг. от границы работ у ТК-1 через УТ-2, УТ-3, УТ-4, УТ-5, УТ-6, УТ- 7, УТ-8 до забора эл. депо "Северное" до гра. Работ станции м. "Девяткино" до гр. работ у магазина "Самно" и до границ работ до Привокзальной пл. д.3(магазин ИП Земсков А.В.)	2038,450	4076,90	30	отсутствует					2,030	2015	ППУ	
			50			44,960				2015	ППУ	
			80		9,110	181,010	33,000			2015	ППУ	
			250			95,470	17,000		50,460	2015	ППУ	
			400		155,370	1385,780	64,260			2015	ППУ	

ООО «Теплоэнерго»

ООО «Теплоэнерго» осуществляет передачу тепловой энергии. Общая характеристика сетей представлена в таблице 49.

Таблица 49. Характеристики тепловых сетей ООО «Теплоэнерго»

Наименование участка	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении	Условный диаметр трубопроводов, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м				
участок теплотрассы от точки присоединения в УТ-3, расположенной по адресу: ЛО, Всеволожский район, д. Новое Девяткино, земли САОЗТ "Ручьи", уч. 5.1, квартал 2.2, до тепловой камеры ТК-1, расположенной на границе земельного участка ООО "Аспект" по адресу: ЛО, Всеволожский район, пос. Мурино, Привокзальная площадь, уч. 5- А	12,38	150	ППУ	канальная	2015
	4,16	125	ППУ	канальная	2015
	2	80	ППУ	канальная	2015
	94,5	500	ППУ	канальная	2015
	4	400	ППУ	канальная	2015
	680,4	400	ППУ	бесканальная	2015
	259,8	400	ППУ	надземная	2015
от корпуса 12 до ИТП школы на 1175 мест ЖК "Мурино Юго-Запад": бульвар Менделеева, д. 20, к.1	71,68	200	мин. вата цилиндры	подвальная	2017
	186,87	200	ППУ	канальная	2017
	29,81	200	ППУ	бесканальная	2017
	2,39	200	мин. вата цилиндры	подвальная	2017
тепловые сети на территории ЖК Виктория	49,00	200	ППУ	канальная	2018
	22,50	200	ППУ	бесканальная	2018
	64,00	200	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
	182,80	150	ППУ	канальная	2018
	131,60	150	ППУ	бесканальная	2018
	5,00	150	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
	38,80	150	ППУ	футлярная	2018
	41,90	100	ППУ	канальная	2018
	13,90	100	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
	2,00	50	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
тепловые сети от стены камеры 21.2 (ПТЭ) до ИТП домов на территории ЖК Форвард	9,50	250	ППУ	канальная	2018
	18,40	250	ППУ	бесканальная	2018
	12,65	250	ППУ	футлярная	2018
	13,65	200	ППУ	канальная	2018
	8,60	200	ППУ	футлярная	2018
	116,30	125	ППУ	канальная	2018
	12,00	125	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
	14,75	125	ППУ	футлярная	2018
	69,00	100	ППУ	канальная	2018
	17,15	100	ППУ	бесканальная	2018

Наименование участка	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении	Условный диаметр трубопроводов, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
	L, м				
тепловые сети от места врезки в камере ТК1(ПТЭ) до ИТП торгового павильона	2,00	100	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
	1,60	50	ППУ	бесканальная	2018
	20,90	50	ППУ	канальная	2018
	3,20	50	мин. вата цилиндры	подвальная	2018
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (1 этап строительства)	21,31	250	ППУ	канальная	2019
	72,68	250	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	10,42	150	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	0,30	100	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	10,69	50	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (2 этап строительства)	22,31	250	ППУ	канальная	2019
	77,54	250	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	5,19	200	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	32,17	150	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	2,18	65	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	0,98	32	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (3 этап строительства)	12,20	200	ППУ	канальная	2019
	10,87	200	ППУ	футлярная	2019
	88,37	200	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	2,85	150	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	7,23	100	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	102,79	65	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	0,51	40	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
тепловые сети от от ТК до ИТП жилого дома по адресу: Всеволожский район, земли САОЗТ "Ручьи", участок 118, кадастровый номер 47:07:0722001:537 (4 этап строительства)	9,67	150	ППУ	канальная	2019
	19,65	150	ППУ	футлярная	2019
	103,62	150	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	0,08	50	мин. вата цилиндры	подвальная	2019
	8,64	40	мин. вата цилиндры	подвальная	2019

Котельная ООО «Энергия»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС присутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 50.

Таблица 50. Характеристики тепловых сетей ООО «Энергия»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТЗ (включительно), находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 в направлении к жилому дому ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 50(корпус 2 ЖК «Цвета радуги») проходящей через жилой дом Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, пр. Авиаторов Балтики, д. 31(корпус 1 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 450,04 п. метра в составе:							
1	450,04	450,04	108-273	108-273	ППУ, маты теплоизоляционные, напыление	Канальная, подвальная, в УТ	2018
Из них:							
1	2,5	2,5	273	273	напыление	в УТ	2018
1	272,93	272,93	219	219	ППУ	канальная	2018
1	37,55	37,55	219	219	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	6,55	6,55	219	219	напыление	в УТ	2018
1	10,9	10,9	159	159	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	8,79	8,79	133	133	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
1	12,89	12,89	108	108	ППУ	канальная	2018
1	97,93	97,93	108	108	Маты теплоизоляционные	подвальная	2018
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТЗ (включительно), находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 в направлении к жилому дому ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 46 (корпус 4 ЖК «Цвета радуги») проходящей через жилой дом Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 48 (корпус 3 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 236,69 п. метра в составе:							
2	236,69	236,69	219-57	219-57	ППУ, Rockwool	Канальная, подвальная	2019
Из них:							
2	18,2	18,2	219	219	ППУ	канальная	2019
2	68,34	68,34	219	219	Rockwool	подвальная	2019

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
2	48,1	48,1	133	133	ППУ	канальная	2019
2	99,16	99,16	133	133	Rockwool	подвальная	2019
2	2,08	2,08	108	108	Rockwool	подвальная	2019
2	0,81	0,81	57	57	Rockwool	подвальная	2019
2-х трубная тепловая сеть от крана шарового Ду200 на выходе из тепловой камеры УТ1, находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1 до выхода тепловой сети из жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 44 (корпус 5 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью – 185,27 пог. м в составе:							
3	185,27	185,27	219-57	219-57	ППУ, цилиндры минераловатные	Канальная, подвальная	2020
Из них:							
3	25,39	25,39	219	219	ППУ	канальная	2020
3	1,24	1,24	219	219	ППУ	Бесканальная, в футляре	2020
3	70,84	70,84	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	72,18	72,18	133	133	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	11,02	11,02	57	57	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	1,35	1,35	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
3	3,25	3,25	133	133	ППУ	Бесканальная, в футляре	2020
2-х трубная тепловая сеть от точки присоединения к ранее построенной тепловой сети на выходе тепловой сети из жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 44 (корпус 5 ЖК «Цвета радуги»), до первых фланцев кранов на вводе в ИТП жилой и встроенной части жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова. д. 42 (корпус 6 ЖК «Цвета радуги»), общей протяжённостью по оси – 34,61 пог. м в составе:							
4	34,61	34,61	133-45	133-45	ППУ, цилиндры минераловатные	Канальная, подвальная	2020
Из них:							
4	23,73	24,73	133	133	ППУ	канальная	2020
4	7,81	6,63	133	133	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
4	2,58	1,88	108	108	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
4	0,67	0,67	76	76	цилиндры минераловатные	подвальная	2020

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
4	0,26	0,26	45	45	цилиндры минераловатные	подвальная	2020
2-х трубная тепловая сеть от тепловой камеры УТ1, находящаяся на тепловой сети от котельной по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район, г. Мурино, ул. Екатерининская, д. 32, стр. 1, до ИТП жилого дома ЖК «Цвета радуги» по адресу: Ленинградская обл., Всеволожский р-он, г. Мурино, ул. Шувалова, д. 40 (строительный адрес: земли САОЗТ «Ручьи», кадастровые номера участков – 47:07:0722001:373, 47:07:0722001:380, 7 этап строительства, корпус 7), общей протяжённостью в двухтрубном исполнении – 144,258 пог. м., в составе:							
5	144,258	144,258	325-45	325-45	ППУ, цилиндры минераловатные напыление	Канальная, подвальная, в УТ	2022
Из них:							
5	21,35	21,35	325	325	ППУ	канальная	2022
5	3,15	3,15	325	325	напыление	В УТ	2022
5	14,94	14,94	325	325	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	60,245	60,245	219	219	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	11,9	11,9	89	89	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	3,245	3,245	76	76	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
5	29,428	29,428	45	45	цилиндры минераловатные	подвальная	2022
2-х трубная тепловая сеть от границ проектирования (входа в корпус 3 (ось Я) до наружной стены корпуса 1 (ось 1с1)) на объекте: Многоквартирные жилые дома со встроенно-пристроенными помещениями ДООУ, расположенные по адресу: Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муриновское городское поселение, д. Лаврики (кадастровый номер земельного участка № 47:07:0722001:5511), общей протяжённостью в двухтрубном исполнении – 417,4 пог. м., в составе							
6	417,4	417,4	426	426	ППУ, технические маты на синтетическом связующем, кашированные алюминиевой фольгой	Бесканальная, подвальная	2022
Из них:							
6	1,00	1,00	325	325	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	1,41	1,63	273	273	ППУ	подвальная	2022

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
6	85	83,5	219	219	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	1,73	1,27	159	159	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	11,3	11,3	273	273	Маты теплоизоляционные	Бесканальная в футляре	2022
6	2,00	2,00	426	426	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	235,77	236,95	273	273	ППУ	подвальная	2022
6	1,5	2,7	219	219	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	12,77	14,76	159	159	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	6,5	6,5	133	133	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	0,55	0,55	108	108	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	6	6	38	38	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	9,6	9,6	273	273	Маты теплоизоляционные	Бесканальная, в футляре	2022
6	27,92	27,92	273	273	ППУ	подвальная	2022
6	2,35	3,62	159	159	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
6	9,87	8,2	108	108	Маты теплоизоляционные	подвальная	2022
Итого				1468,268			

Котельная АО «НПО «Поиск»

Система теплоснабжения закрытая, двухтрубная. ГВС отсутствует.

Общая характеристика сетей по длинам, диаметрам представлена в таблице 51.

Таблица 51. Характеристики тепловых сетей АО «НПО «Поиск»

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	75	75	325	325	вата, рубероид	канальная	1978
1.1	70	70	218	218	вата, рубероид	канальная	1978
1.2	180	180	275	275	вата, рубероид	канальная	1978
1.1.1	60	60	76	76	вата, рубероид	канальная	1978
1.1.2	150	150	108	108	ППУ	надземный	1978
1.1.3	180	180	140	140	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.1	90	90	47	47	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.2	40	40	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3	190	190	76	76	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3.1	35	35	27	27	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.2.3.2	120	120	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.3.1	120	120	108	108	вата, рубероид	надземный	1978
1.1.3.1	80	80	57	57	вата, рубероид	надземный	1978
1.2.1	140	140	275	275	вата, рубероид	канальная	1978
1.2.1.1	145	145	165	165	вата, рубероид	канальная	1978
1.2.1.1.1	25	25	76	76	вата, рубероид	канальная	1978
ИТОГО	1700	1700					

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

Запорная арматура на тепловых сетях устанавливается в соответствии с нормативными требованиями, установленными п. 10.17 СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 №280 и п. 6.1.18 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115.

Данные о количестве секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» и ГУП «ТЭК СПб», приведены в таблице 52.

Таблица 52. Количество секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях ООО «Петербургтеплоэнерго» и ГУП «ТЭК СПб»

Источник теплоснабжения	Запорная арматура в диапазоне диаметров, шт.				
	до 300 мм	свыше 300 до 600 мм	свыше 600 до 1200 мм	в т.ч. с электроприводом	Всего
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго», Всеволожский муниципальный район, пос.Мурино,Охтинская аллея, стр.13	2479	32	8	10	2519
Котельная «Северомуринская», пос. Мурино, д.11	784	28	4	0	816

Данные о количестве секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях АО «Теплосеть Санкт-Петербурга», приведены в таблице 53.

Таблица 53. Количество секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

Наименование магистрали, распределительной сети	ТК, Пр, УТ	Задвижка клиновья	Задвижка шаровая	Воздушник	Фланцевые соединения	СК	ДК	Поворотный затвор
т/м Суздальская	8	41	25	38	138	82	21	4
р/с Медвежий Стан	4	9	17	8	34	0	7	0
р/с Центральная	16	57	11	6	100	0	5	0
ЦТП р/с Центральная	1	48	0	4	104	0	0	0
р/с Оборонная 1	5	0	19	0	30	0	5	0
р/с Оборонная 2	3	0	18	2	36	0	3	0
р/с Ручьи	21	0	315	224	0	2	134	0
р/с Охтинская	9	0	214	66	0	8	50	0
р/с Привокзальная	2	0	34	52	0	12	19	0
р/с Романтика	2	0	24	20	0	14	0	0
Общее количество оборудования на т/сетях эксплуатируемое районом								
	71	155	677	420	442	118	244	4

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

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

На всех источниках теплоснабжения, в отопительный период, применяется качественное регулирование, с четким соблюдением температурного графика. В межотопительный период, применяется качественно-количественное регулирование.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»: 130/70 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной МБУ «ЦБС»: 95/70°С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Новая Водная Ассоциация»: 95/70° С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»: 110/70 С.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»: 115/75 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»: 150/70 °С со срезкой $T_{\text{I макс}}=110$ °С. Системы отопления подключены по независимой и зависимой схемам. Системы ГВС подключены по открытой и закрытой схеме.

Утвержденный температурный график работы котельной ООО «Энергия»: 105/70 °С.

Утвержденный температурный график работы Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» 150/70 °С.

Утвержденный температурный график работы котельной АО «НПО «Поиск» 95/70 °С.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии полностью соответствуют утвержденным температурным графиками работы источников Муринского ГП.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей представлены в пьезометрических графиках на рисунках 16 – 27.

Как видно из пьезометрических графиков, потребители получают тепловую энергию в полном объеме.

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» осуществляется по температурному графику 130/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 9,0/6,5 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» осуществляется по температурному графику 115/75 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» осуществляется по температурному графику 110/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Новая Водная Ассоциация» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 5,6/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной МБУ «ЦБС» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 6,0/3,0 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» через тепловые сети АО «Теплосеть СПб» осуществляется:

- по т/м Суздальская по температурному графику: 107/70 °С, давление в подающем/обратном трубопроводе $P_1/P_2 = (9,5 \div 13,0) / (3,0 \div 5,0)$ кгс/см².
- по т/м Ново-Девятино по температурному графику 150/70 °С, давление в подающем/обратном трубопроводе $P_1/P_2 = (8,5 \div 9,5) / (2,0 \div 2,5)$ кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной АО «НПО «Поиск» осуществляется по температурному графику 95/70 °С; давление в подающем/обратном трубопроводе 4,5/3,5 кгс/см².

Отпуск тепловой энергии от котельной ООО «Энергия» осуществляется по температурному графику 105/70 °С, давление в подающем/обратном трубопроводе 5,5/3,0 кгс/см².

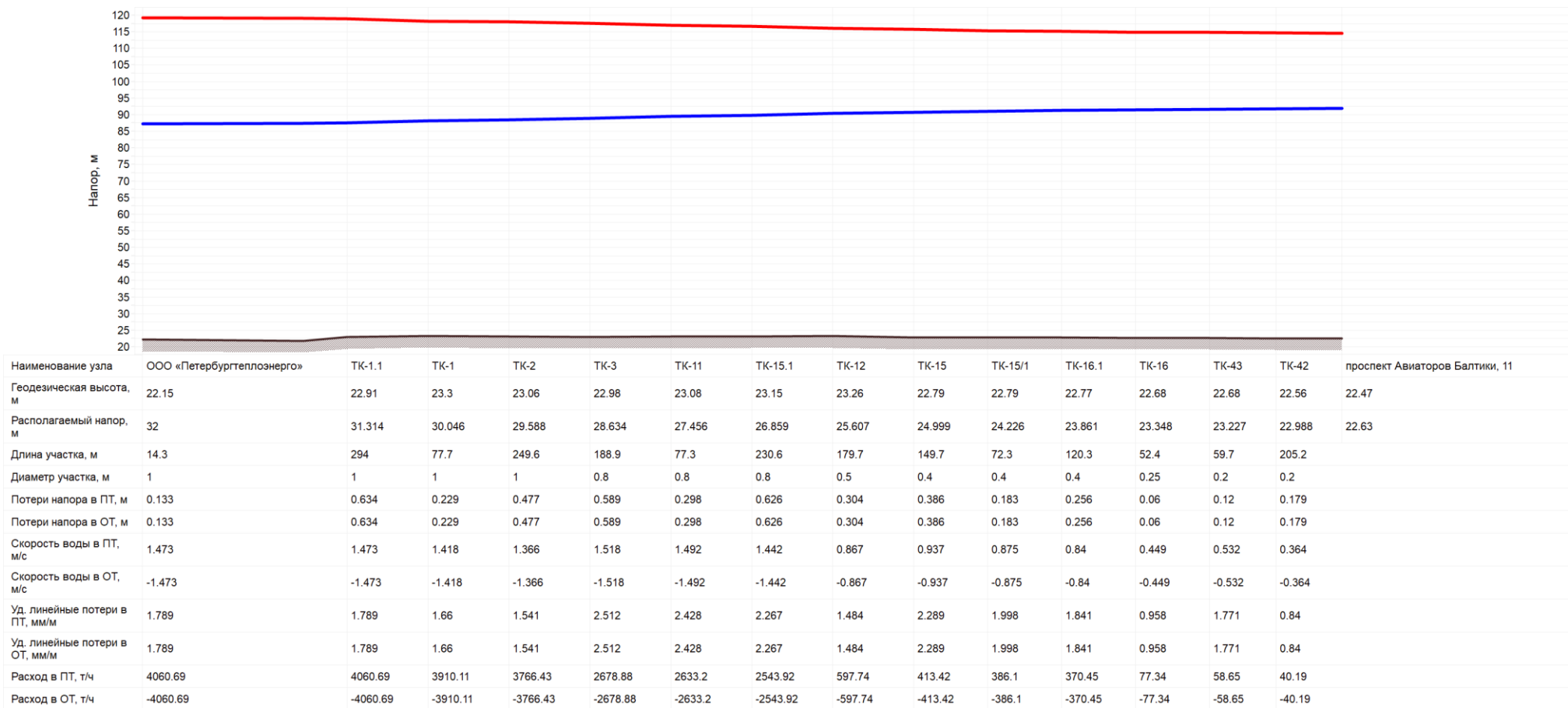


Рисунок 16. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до проспект Авиаторов Балтики, 11

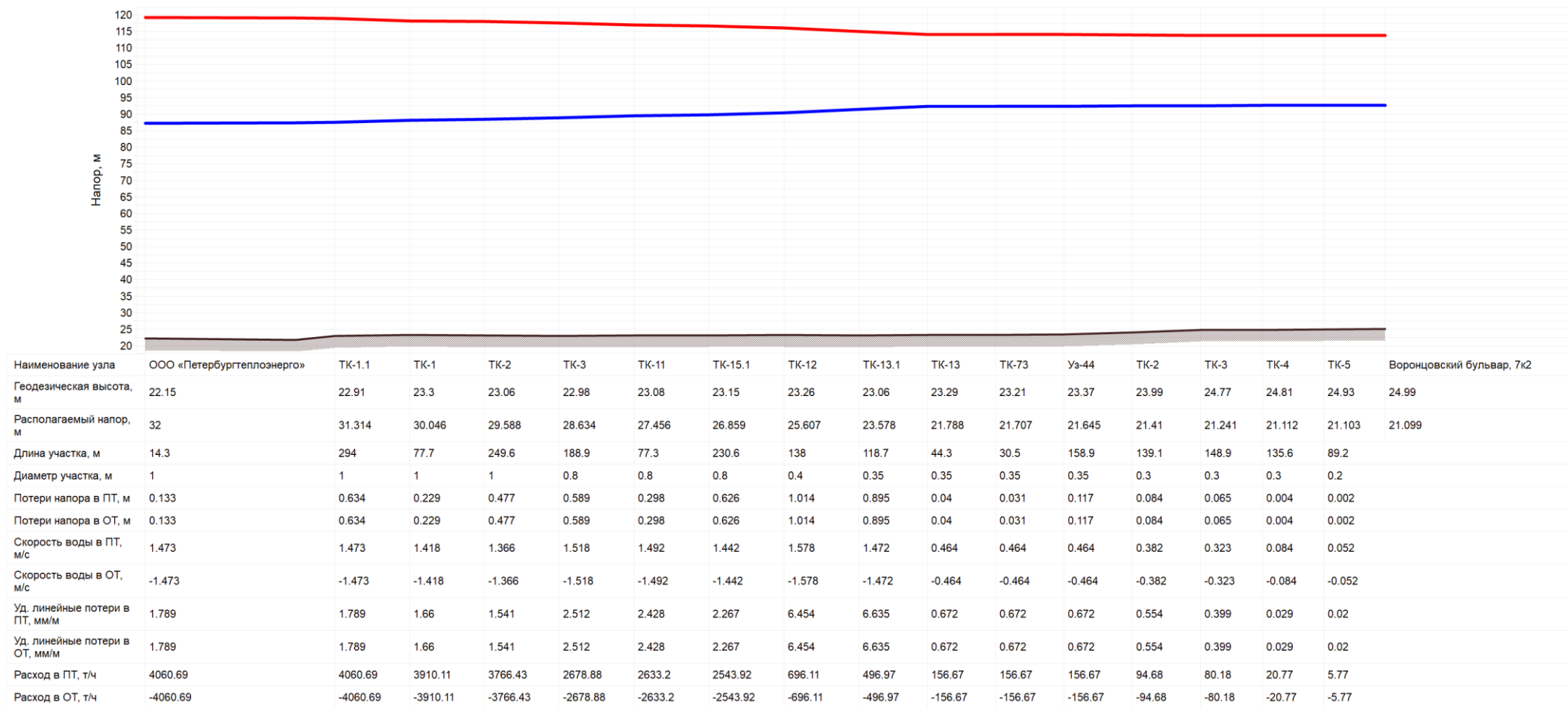


Рисунок 17. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до Воронцовский бульвар, 7к2

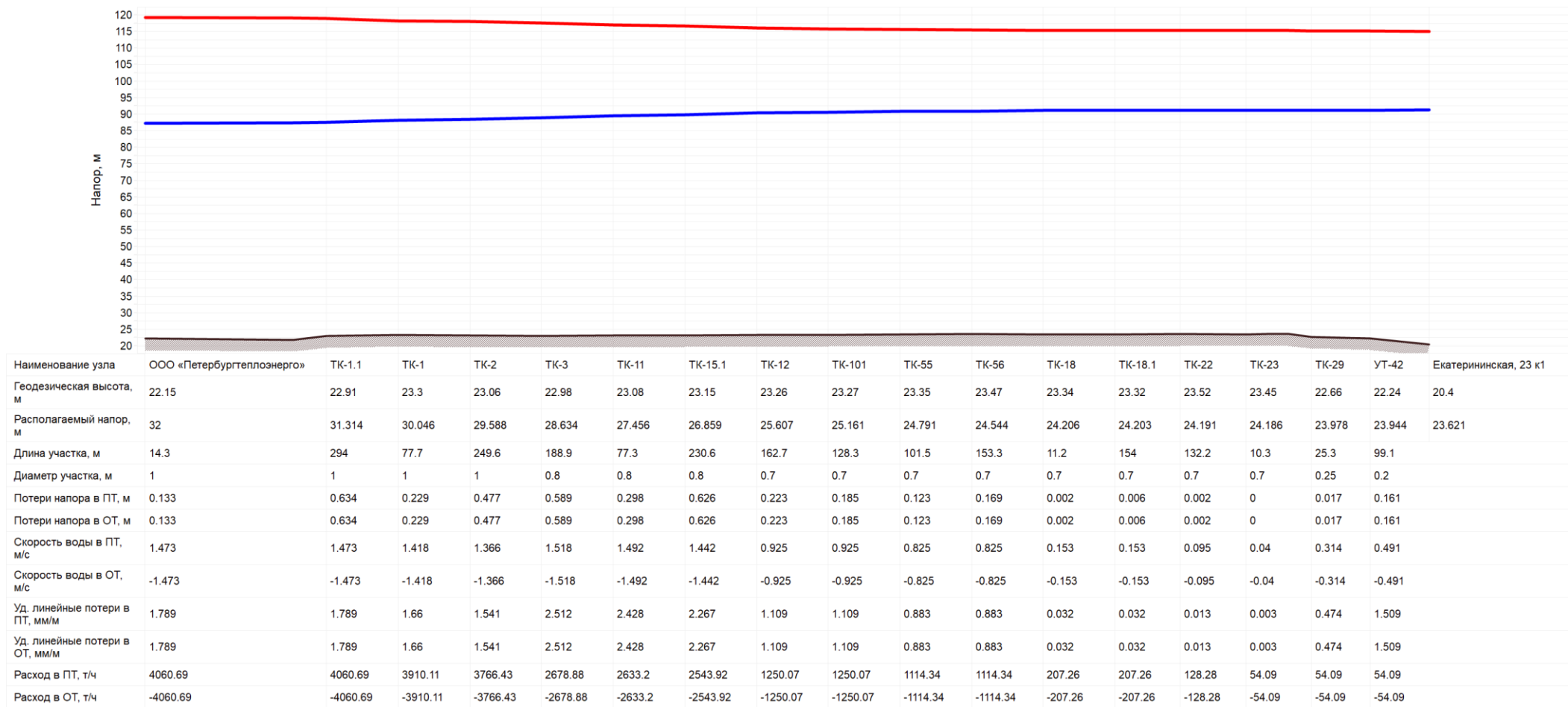


Рисунок 18. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до ул. Екатерининская, 23 к1

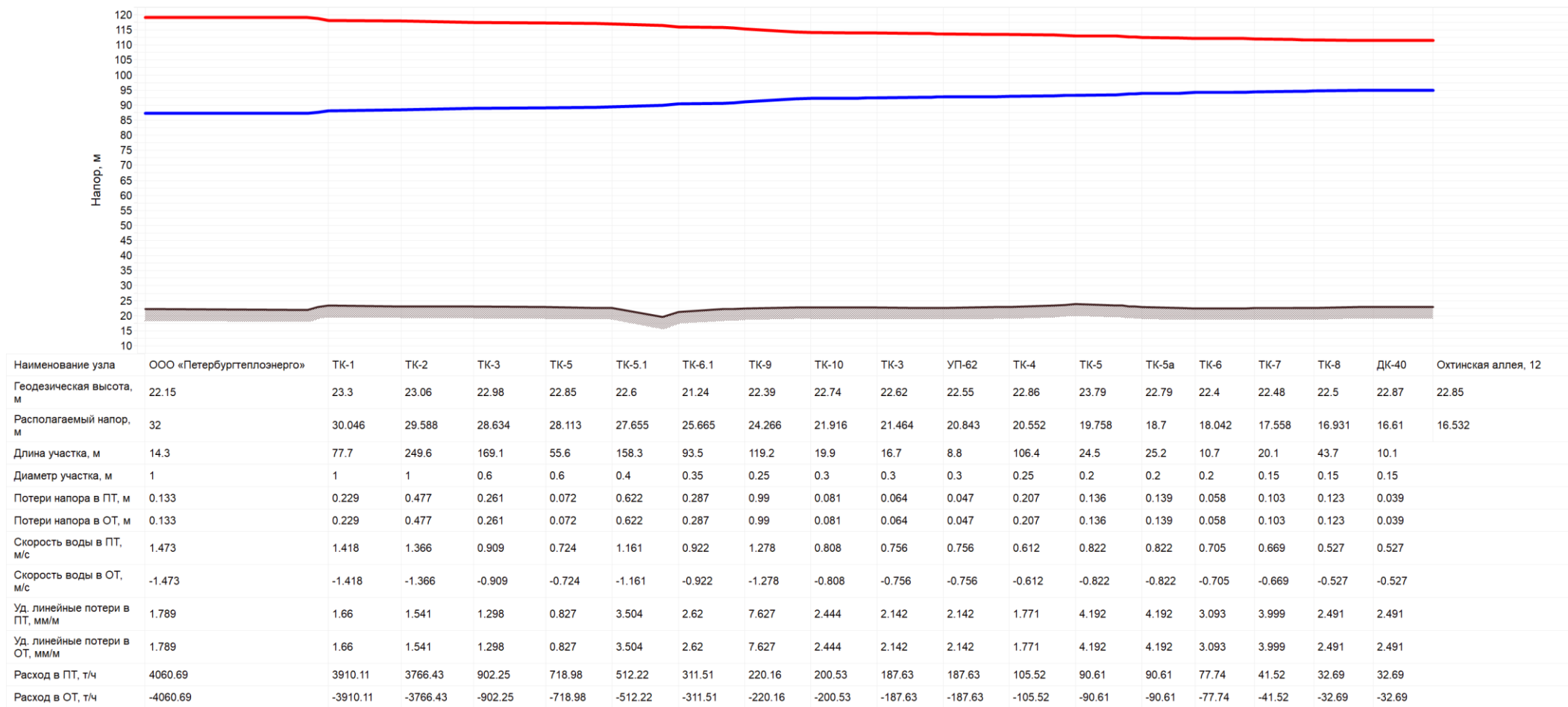


Рисунок 19. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до Охтинской аллеи 12

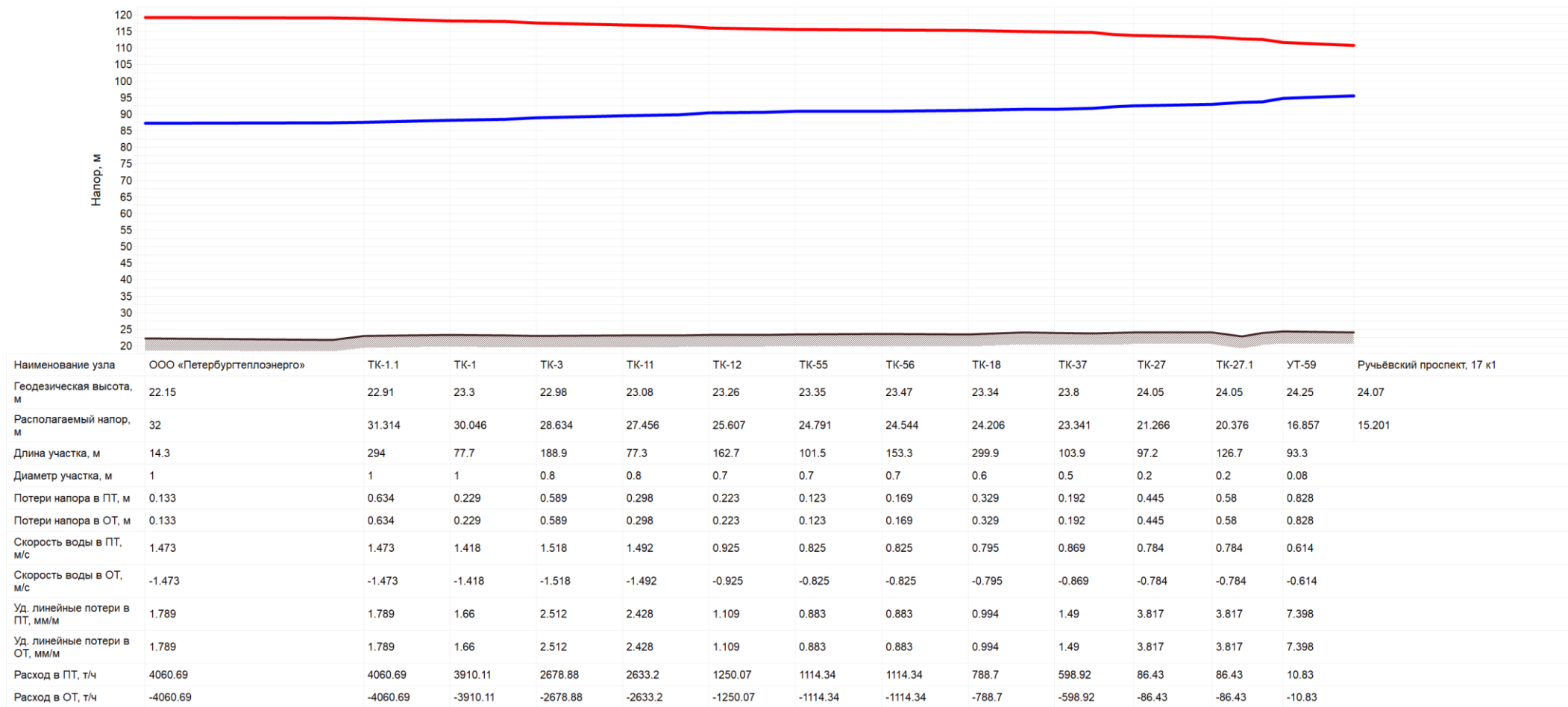
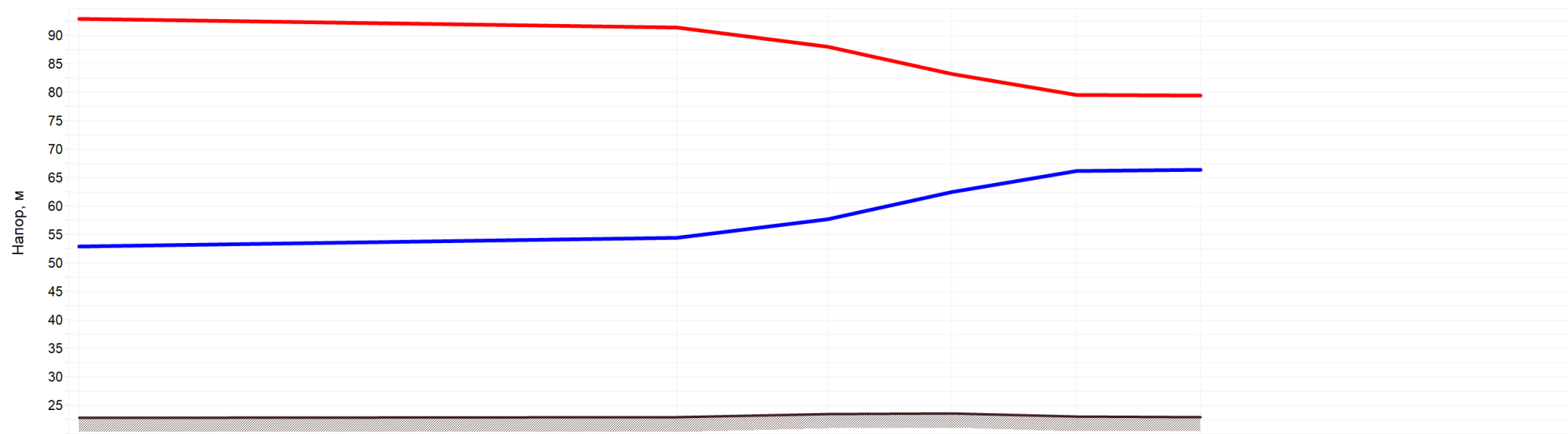


Рисунок 20. Пьезометрический график от котельной ООО «Петербургтеплоэнерго» до Ручьевского проспекта, 17 к 1



Наименование узла	БМК ООО «Новая Водная Ассоциация»	УТ-1	УТ-2	УТ-1	ТК-177	шоссе в Лаврики, 34 к2
Геодезическая высота, м	22.83	22.85	23.47	23.6	23	22.93
Располагаемый напор, м	40	36.921	30.251	20.722	13.405	13.014
Длина участка, м	12	35	50	152.8	32.4	
Диаметр участка, м	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Потери напора в ПТ, м	1.539	3.335	4.764	3.658	0.196	
Потери напора в ОТ, м	1.539	3.335	4.764	3.658	0.196	
Скорость воды в ПТ, м/с	2.964	2.554	2.554	1.277	0.638	
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.964	-2.554	-2.554	-1.277	-0.638	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	128.278	95.288	95.288	23.943	6.045	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	128.278	95.288	95.288	23.943	6.045	
Расход в ПТ, т/ч	81.71	70.4	70.4	35.2	17.6	
Расход в ОТ, т/ч	-81.71	-70.4	-70.4	-35.2	-17.6	

Рисунок 21. Пьезометрический график от БМК Лаврики 34

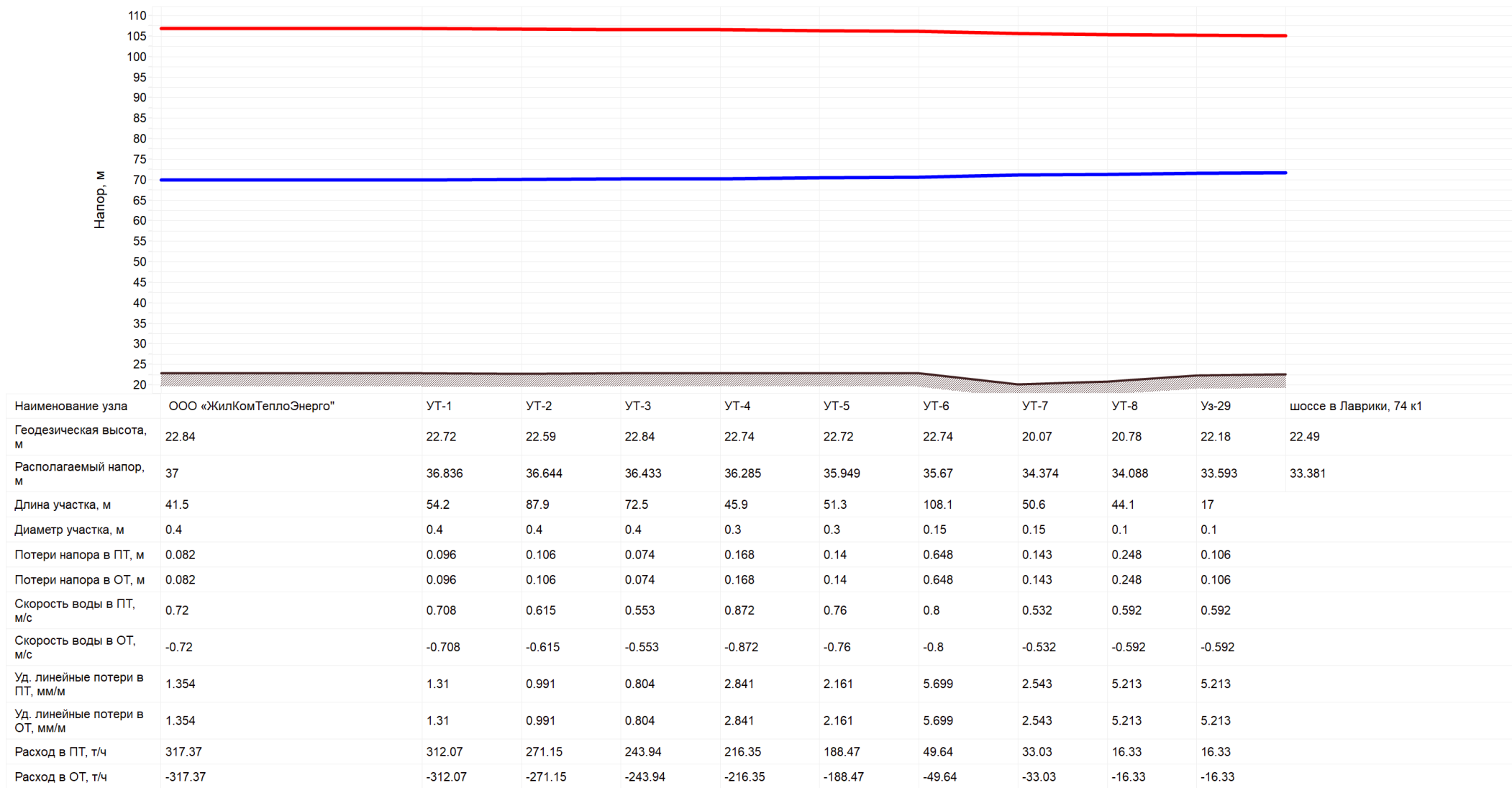
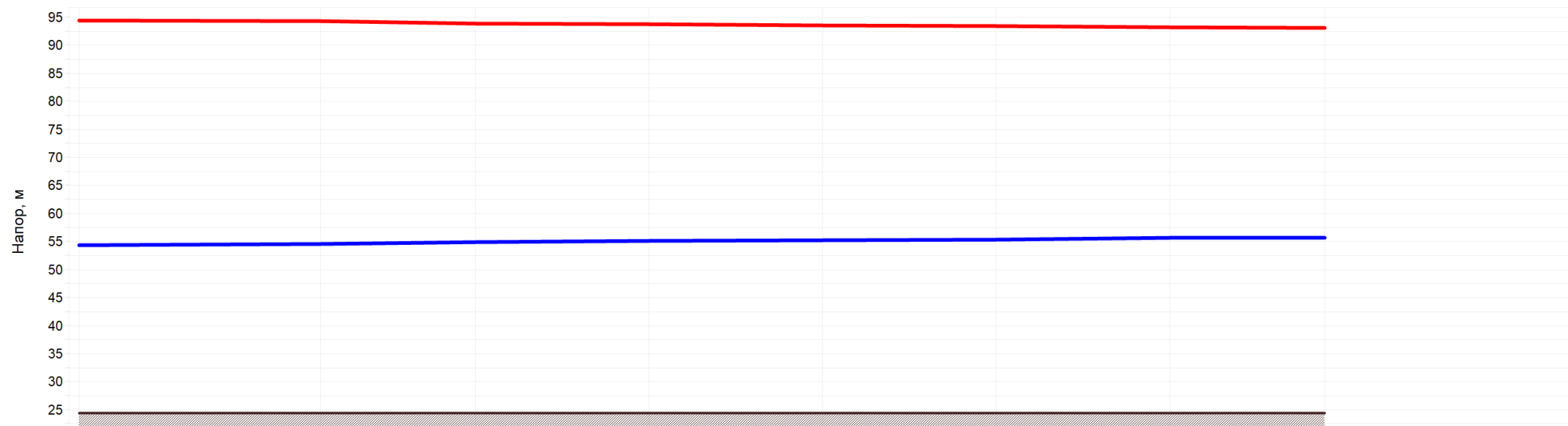


Рисунок 22. Пьезометрический график от котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»



Наименование узла	МБУ "ЦБС"	ТК-1	ТК-2	ТК-3	Узел-1	Узел-2	ТК-4	Лаврики, 40г
Геодезическая высота, м	24.37	24.39	24.4	24.4	24.4	24.4	24.35	24.36
Располагаемый напор, м	40	39.765	38.974	38.672	38.322	38.159	37.573	37.409
Длина участка, м	7.6	25.5	18	32.4	4.3	34.3	37.8	
Диаметр участка, м	0.125	0.125	0.108	0.108	0.076	0.076	0.076	
Потери напора в ПТ, м	0.118	0.396	0.151	0.175	0.081	0.293	0.082	
Потери напора в ОТ, м	0.118	0.396	0.151	0.175	0.081	0.293	0.082	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.181	1.181	0.791	0.633	0.959	0.639	0.32	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.181	-1.181	-0.791	-0.633	-0.959	-0.639	-0.32	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	15.518	15.518	8.402	5.398	19.084	8.537	2.174	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	15.518	15.518	8.402	5.398	19.084	8.537	2.174	
Расход в ПТ, т/ч	50.88	50.88	25.44	20.35	15.27	10.18	5.09	
Расход в ОТ, т/ч	-50.88	-50.88	-25.44	-20.35	-15.27	-10.18	-5.09	

Рисунок 23. Пьезометрический график от котельной МБУ «ЦБС»

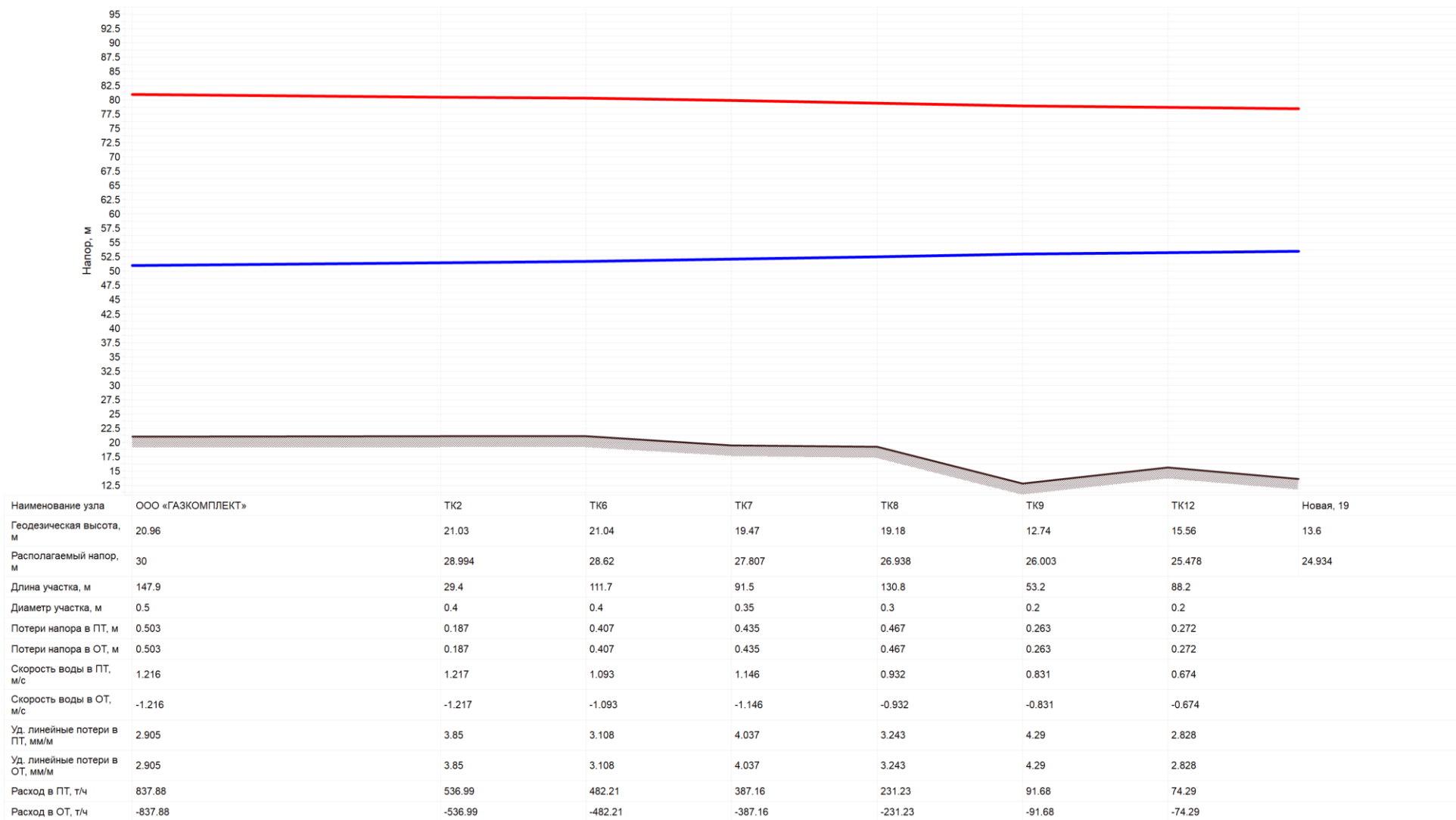


Рисунок 24. Пьезометрический график от котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

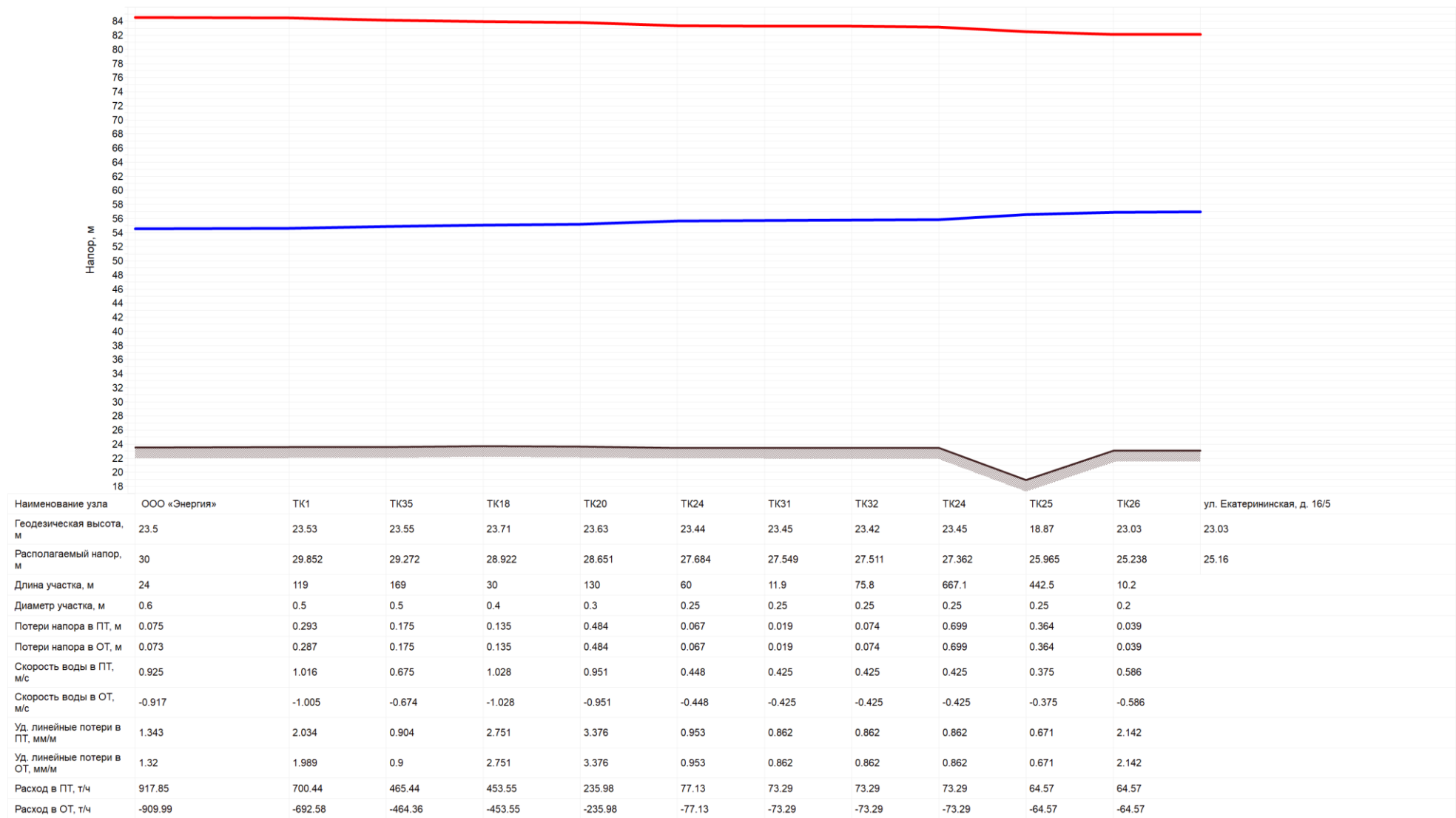


Рисунок 25. Пьезометрический график от котельной ООО «Энергия» до ул. Екатерининская, д. 16 - 5

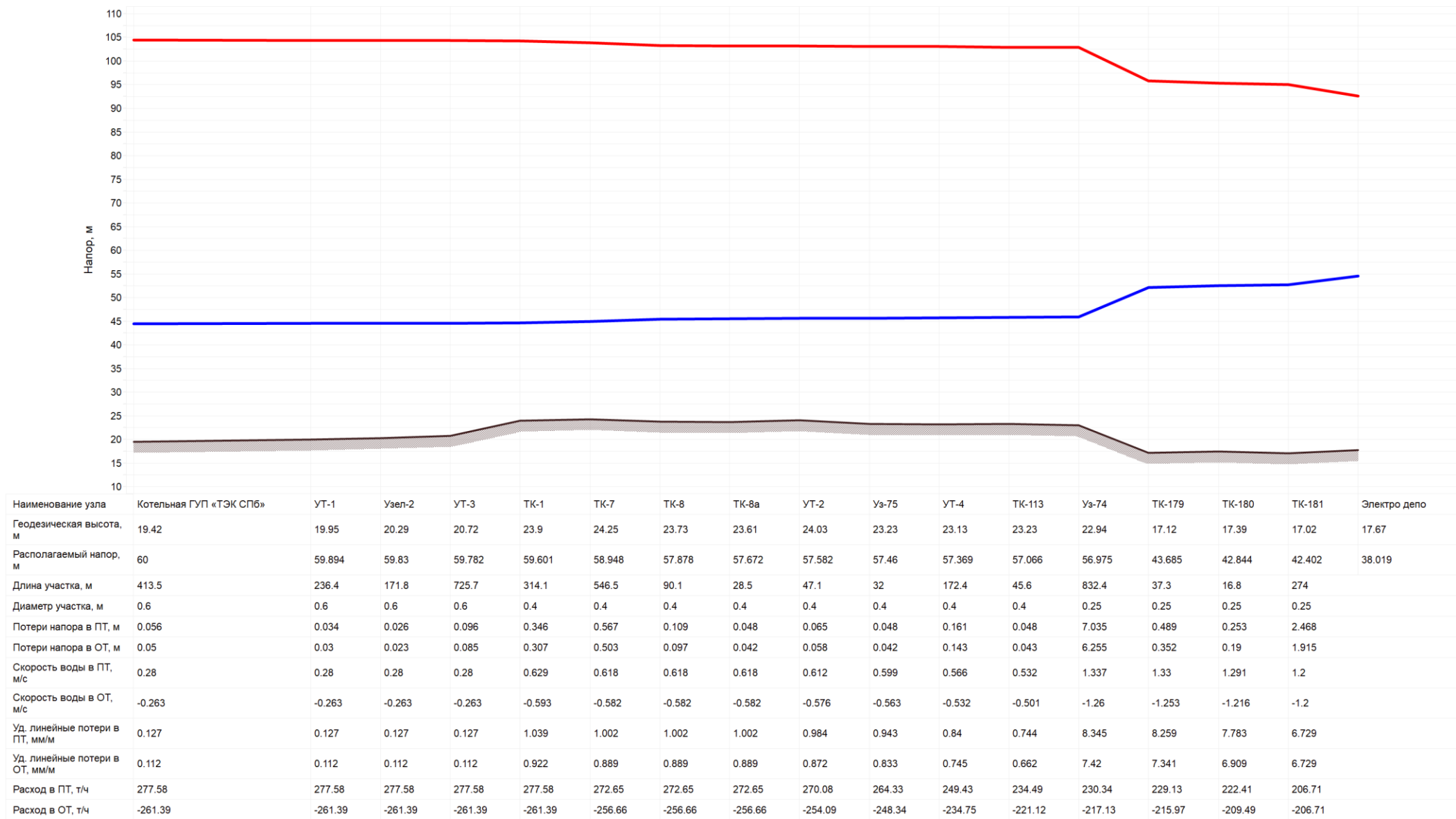


Рисунок 26. Пьезометрический график от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

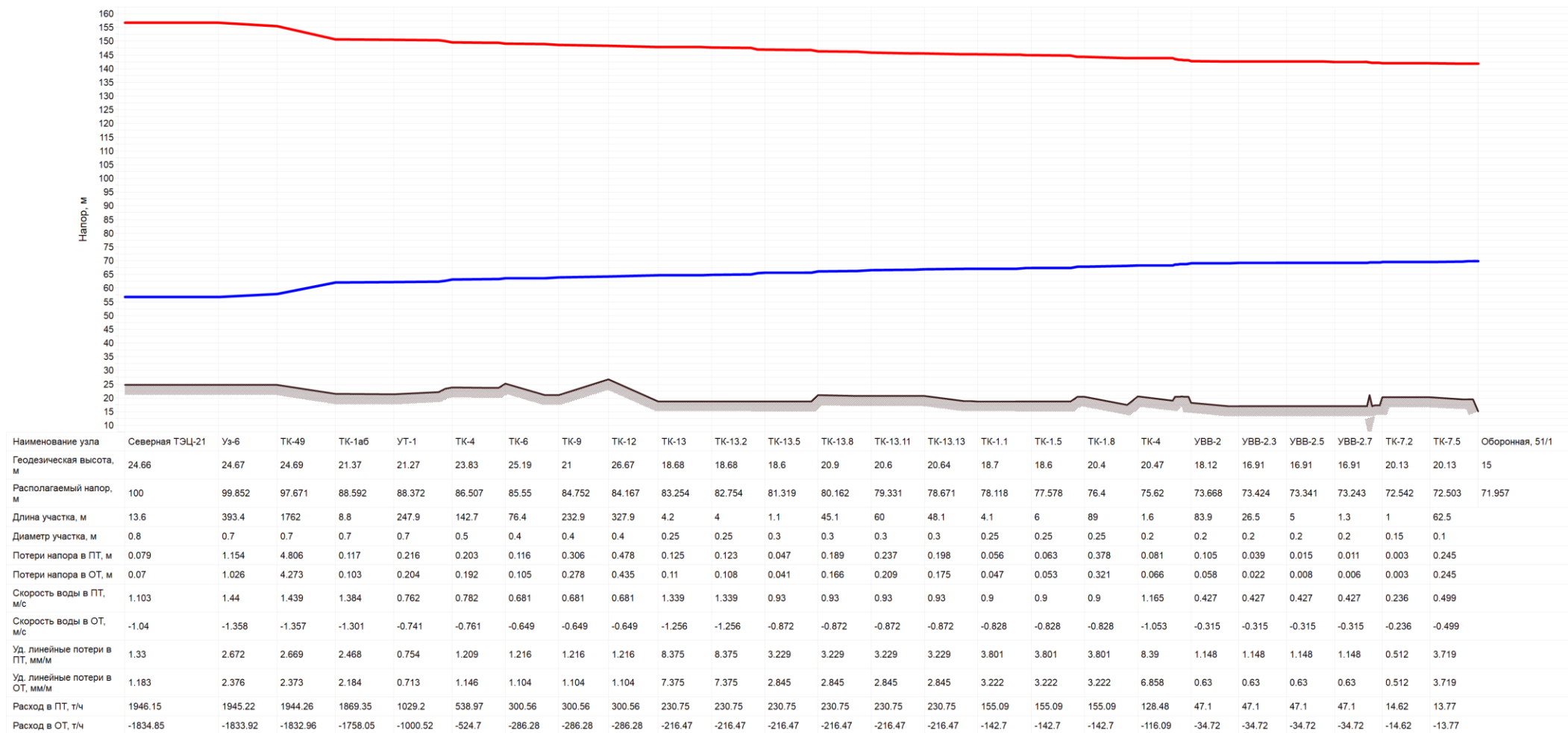


Рисунок 27. Пьезометрический график от Северной ТЭЦ-21 до Оборонной 51-1



Рисунок 28. Пьезометрический график от Северной ТЭЦ-21 до Скандинавского проезда, 8 к 1

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Сведения о повреждениях, выявленных на тепловых сетях МО «Муринское городское поселение» за 2018-2023 годы, представлены в таблице 54.

Таблица 54. Статистика отказов тепловых сетей

Наименование системы теплоснабжения	Отказы (аварии, инциденты)					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
АО «Теплосеть СПб»	9	2	9	19	16	14
ГУП «ТЭК СПб»	1	0	0	0	1	2
ООО «Петербургтеплоэнерго»	0	0	0	0	0	0
ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	0	0	0	1	0	-
ООО «Теплоэнерго»	0	0	0	0	1	1
ООО «Энергия»	0	0	0	0	0	1

Отказов на тепловых сетях других организаций не зафиксировано.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений и сведения о среднем времени, затрачиваемом на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет не предоставлены.

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

Основные методы технической диагностики теплопроводов, используемые теплосетевыми организациями:

1) 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.

Тепловые сети подвергаются ежегодным гидравлическим испытаниям на прочность и плотность (опрессовкам) для определения состояния трубопроводов и установленного на них оборудования, выявления ненадежных мест, подлежащих устранению при ремонтах, для проверки качества монтажных и ремонтных работ.

Гидравлической опрессовке на прочность и плотность подвергаются магистральные и распределительные, а также внутриквартальные сети, в том числе принадлежащие абонентам, которые подают письменную заявку на испытания. При опрессовке тепловые пункты и местные системы потребителей отключают от испытываемой сети.

2) Проведение шурфовок на тепловых сетях.

Целью проведения шурфовок является выявление состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов. Данный вид диагностики является одним из методов неразрушающей диагностики состояния подземных теплопроводов. Шурфовки на тепловых сетях выполняются по ежегодно составляемому утвержденному графику проведения шурфовок.

Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается в зависимости от протяженности тепловой сети, типов прокладок и теплоизоляционных конструкций, количества коррозионных повреждений труб. Шурфовки в первую очередь производятся вблизи мест, где были зафиксированы коррозионные повреждения трубопроводов, в местах пересечений тепловых сетей с водостоками, канализацией, водопроводом, на участках, расположенных вблизи открытых водостоков (кюветов), проходящих под газонами или вблизи бортовых камней тротуаров, в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями (затопления подземных прокладок грунтовыми, ливневыми и другими водами; повышенной коррозионной активности грунтов), на участках с предполагаемым неудовлетворительным состоянием теплоизоляционных конструкций, на участках бесканальной прокладки, а также канальной прокладки с тепловой изоляцией без воздушного зазора.

Размеры шурфа выбираются, исходя из удобства осмотра вскрываемого теплового ввода со всех сторон: сверху, с боков и снизу. В бесканальных прокладках размеры шурфа по низу не менее 1,5 x 1,5, в канальных прокладках минимальные размеры должны обеспечивать возможность снятия двух плит перекрытия. Для проверки состояния канала рекомендована "пунктирная" шурфовка: шурфы разрываются на

прямолинейных участках трассы с разрывом 15-20 м и канал просматривается с помощью лампочки (фонаря).

Гидравлические испытания тепловых сетей на прочность и плотность и максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (02.04.03) и «Правил техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей» (07.05.1992), "Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей" (Минэнерго России от 03.04.97), "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" (18.06.2003), "Методическими указаниями по испытаниям тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя" (РД 153-34.1-20.329-2001, утвержденными Департаментом научно-технической политики и развития "РАО ЕЭС России" от 21.03.2001), "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (2003 г.).

На тепловых сетях ГУП "ТЭК СПб" в пос. Мурино в 2022 г. установлено 6 акустических датчиков, которые осуществляют постоянный мониторинг состояния тепловой сети. Датчики предназначены для обнаружения дефектов тепловой сети задолго до вытекания теплоносителя на поверхность, вследствие чего минимизируются объемы ремонта, а также риск причинения ущерба третьим лицам.

1.3.12. 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

1) Испытания на тепловые потери.

Целью испытаний является определение эксплуатационных потерь через тепловую изоляцию водяных тепловых сетей. 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.

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. График испытаний устанавливается техническим руководителем отдела эксплуатации тепловых сетей. Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях, тепловых пунктах систем теплоснабжения. Полученные при испытаниях результаты в виде поправочных коэффициентов к потерям тепловой энергии по нормам проектирования могут быть использованы для нормирования эксплуатационных тепловых потерь тепловыми сетями.

2) Испытания на гидравлические потери.

Целью проведения испытаний на гидравлические потери является определение фактических гидравлических характеристик трубопроводов тепловых сетей, состояния 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 гидравлические потери производятся на характерных магистральных участках тепловых сетей. Все виды испытаний проводятся отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается. На каждый вид испытаний составляется рабочая программа.

В рабочей программе испытаний содержатся следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания выполняет следующие операции:

- проверяет выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организует проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверяет отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- проводит инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

3) 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 5 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.

Целью испытаний водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя является проверка тепловой сети на прочность в условиях

температурных деформаций, вызванных повышением температуры теплоносителя до расчетных (максимальных) значений, а также проверка в этих условиях компенсирующей способности компенсаторов, тепловых сетей, выявления дефектов на них.

Испытаниям на максимальную температуру теплоносителя подвергаются все тепловые сети от источника теплоснабжения до тепловых пунктов теплопотребления, включая магистральные, внутриквартальные теплопроводы и абонентские ответвления, за исключением тепловых сетей, имеющих непосредственное присоединение потребителей.

1.3.13. 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 складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 (ред. от 01.02.2010) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (вместе с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»).

Данные о нормативных потерях тепловой энергии в тепловых сетях в 2023 году приведены в таблице 55.

Таблица 55. Сведения об утверждённых нормативах технологических потерь тепловой энергии в тепловых сетях в 2023 году

Наименование системы теплоснабжения	Нормативные тепловые потери, Гкал
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	26 857,26
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	-
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	3 549,00
БМК Лаврики д.34	699,67
Котельная МБУ «ЦБС»	310,13
АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	9 630,83
ООО «Теплоэнерго»	5500
Котельная ООО «Энергия»	2519,21

1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Потери тепловой энергии по каждой котельной за 2021 - 2023 гг. представлены в таблице 56.

Таблица 56. Потери тепловой энергии по каждой котельной за последние 3 года

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Величина потерь тепловой энергии, Гкал		
		2021	2022	2023
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	23 007,99	20 619,78	21 671,43
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	1 138,30	-	-
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	3 874	3 549,00	3 549,00
4	БМК Лаврики д.34	369,00	1 077,43	699,67
5	Котельная МБУ «ЦБС»	476,74	337,21	310,13
6	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	10 511,00	10 262,00	9 942,00
7	ГУП «ТЭК СПб»	986,10	866,79	751,01
8	ООО «Энергия»	525,27	1 695,09	2519,21
9	ООО «Теплоэнерго»	-	1 331,63	3 055,33

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Потребители, присоединенные к централизованной системе теплоснабжения, имеют различные схемы присоединения, наиболее распространенная – присоединение с помощью ИТП.

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

Сведения о приборах коммерческого учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствуют.

С целью повышения эффективности использования энергетических ресурсов жилищным фондом, бюджетными учреждениями, повышения энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры городского поселения и сокращение расходов на оплату энергоресурсов, необходимо предусмотреть (в случае отсутствия) установку приборов учета тепловой энергии.

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

В соответствии с требованиями части 15 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 №115 при эксплуатации систем теплоснабжения и теплopotребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление, при мощности менее 10 Гкал/час диспетчерское управление устанавливается по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплopotребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.

В организации, осуществляющей производственную деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии, организовывается круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

Если оборудование системы теплоснабжения эксплуатируется различными организациями, между ними должны быть организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией.

Управление организовывается с распределением функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также с учетом подчиненности нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Для каждого диспетчерского уровня устанавливаются две категории управления оборудованием и сооружениями - оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах разного оперативного подчинения.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся под руководством диспетчера.

В оперативном ведении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв тепловых энергоустановок и системы теплоснабжения в целом, режим и надежность тепловых сетей, а также настройка противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся с разрешения диспетчера.

Все тепловые энергоустановки и сети распределяются по уровням диспетчерского управления.

Перечни теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров, составляются с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждаются руководством организации.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления регламентируются соответствующими типовыми положениями.

Взаимоотношения специалистов различных уровней управления в организации регламентируются местными инструкциями.

Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

В каждой организации разрабатываются инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, ведению оперативных переговоров и записей, производству переключений и ликвидации аварийных режимов с учетом специфики и структурных особенностей энергоустановок. В организации, осуществляющей производственную деятельность на тепловых энергоустановках, составляется и утверждается техническим руководителем организации список лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров с энергоснабжающей организацией системы теплоснабжения, который необходимо сообщить ей.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведутся с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

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

На территории городского поселения находится один центральный тепловой пункт по ул.Оборонная д. 51. Данный центральный тепловой пункт находится на балансе потребителя.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

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

Перечень бесхозных тепловых сетей на территории Муринского городского поселения представлен в таблице 57.

Таблица 57. Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории Муринского городского поселения

№ пп.	Наименование (назначение) объекта	Место расположения объекта	Ориентировочные сведения об объекте (год постройки, технические характеристики, площадь)	Для объектов инженерной инфраструктуры: протяжённость, диаметр, материал трубопроводов, объем и материал систем водоотведения и водоснабжения и т.д.
1	Тепловая сеть, в границах от первых сварных стыков после отключающей арматуры (2Ду250 мм) на подающем и обратном трубопроводах со стороны источника теплоснабжения в ТК-11 (магистральная) до ИТП №1,2,3 д. 10/18, г. Мурино, ул. Шувалова.	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское сельское поселение, пос. Мурино, ул. Шувалова, д. 10/18, (уч-к 27, кад. № 47:07:0722001:414)	протяженность 336,49 м (в двухтрубном исчислении), год постройки 2016	Ø219 мм – 197,84 м.; Ø133 мм – 134,61 м.; Ø76 мм – 4,04 м.
2	Тепловая сеть, в границах от от ТК-15 (магистр.) до ИТП №№ 1-15 в д. 7 по Петровскому б-ру	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское сельское поселение, пос. Мурино, Петровский б-р, д.7, Петровский б-р, д.7/1	протяженность 727,77 м. (в двухтрубном исчислении)	22,05 - Ø38мм подвальная; 23,69 - Ø45мм подвальная; 2,78 - Ø76мм подвальная; 203,4 - Ø108мм подвальная; 131,28 - Ø133мм подвальная; 98,64 - Ø159мм подвальная; 78,15 - Ø219мм подвальная; 167,78 - Ø273мм, из них: 153,91 - канальная; 13,87 - подвальная.
3	Тепловая сеть, в границах от от арматуры в ТК16.1 (магистр.) до ИТП №№ 1, 2, 3 в д. 5 по Петровскому б-ру	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское сельское поселение, пос. Мурино, Петровский б-р, д. 5	протяженность 74,64 м.(в двухтрубном исчислении)	2,4 - Ø45мм подвальная; 2,4 - Ø57мм подвальная; 3,54 - Ø159мм подвальная; 66,3 - Ø219мм, из них: 16,85 - канальная; 9,1 - бесканальная; 3,95 - подвальная; 36,4 - футлярная.
4	Тепловая сеть, в границах от от арматуры в ТК-37 (магистр.)до ИТП в д. 17 по Воронцовскому б-ру	Ленинградская область, Всеволожский муниципальный район, Муринское сельское поселение, пос. Мурино, Воронцовский б-р, д. 17	протяженность 409,73 м.(в двухтрубном исчислении)	6,0 - Ø45мм подвальная; 11,0 - Ø57мм подвальная; 40,0 - Ø76мм подвальная; 1,0 - Ø108мм подвальная; 109,0 - Ø133мм подвальная; 90,0 - Ø159мм подвальная; 196,0 - Ø219мм подвальная; 37,73 - Ø273мм, из них: 33,0 - канальная; 4,0 - подвальная; 0,73 - ТК.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

В соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3 и 4 утвержденных приказом министерства энергетики Российской Федерации №278 от 30.06.2003 г.) энергетические характеристики должны разрабатываться для

систем теплоснабжения с расчетной тепловой нагрузкой 100 Гкал/ч и более по следующим показателям: разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах; удельный расход электроэнергии; удельный расход сетевой воды, потери тепловой энергии и потери сетевой воды.

Пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и основанию энергетических характеристик за исключением потерь тепловой энергии и потерь теплоносителя ТСО не предоставлены.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

На территории городского поселения действуют следующие источники централизованного теплоснабжения:

- Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»;
- Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»;
- Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»;
- БМК Лаврики д.34;
- Котельная МБУ «ЦБС»;
- Котельная ООО «Энергия»;
- Котельная АО «НПО «Поиск».

Также по территории городского поселения проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии на территории Муринского городского поселения представлены на рисунках 29 – 37.

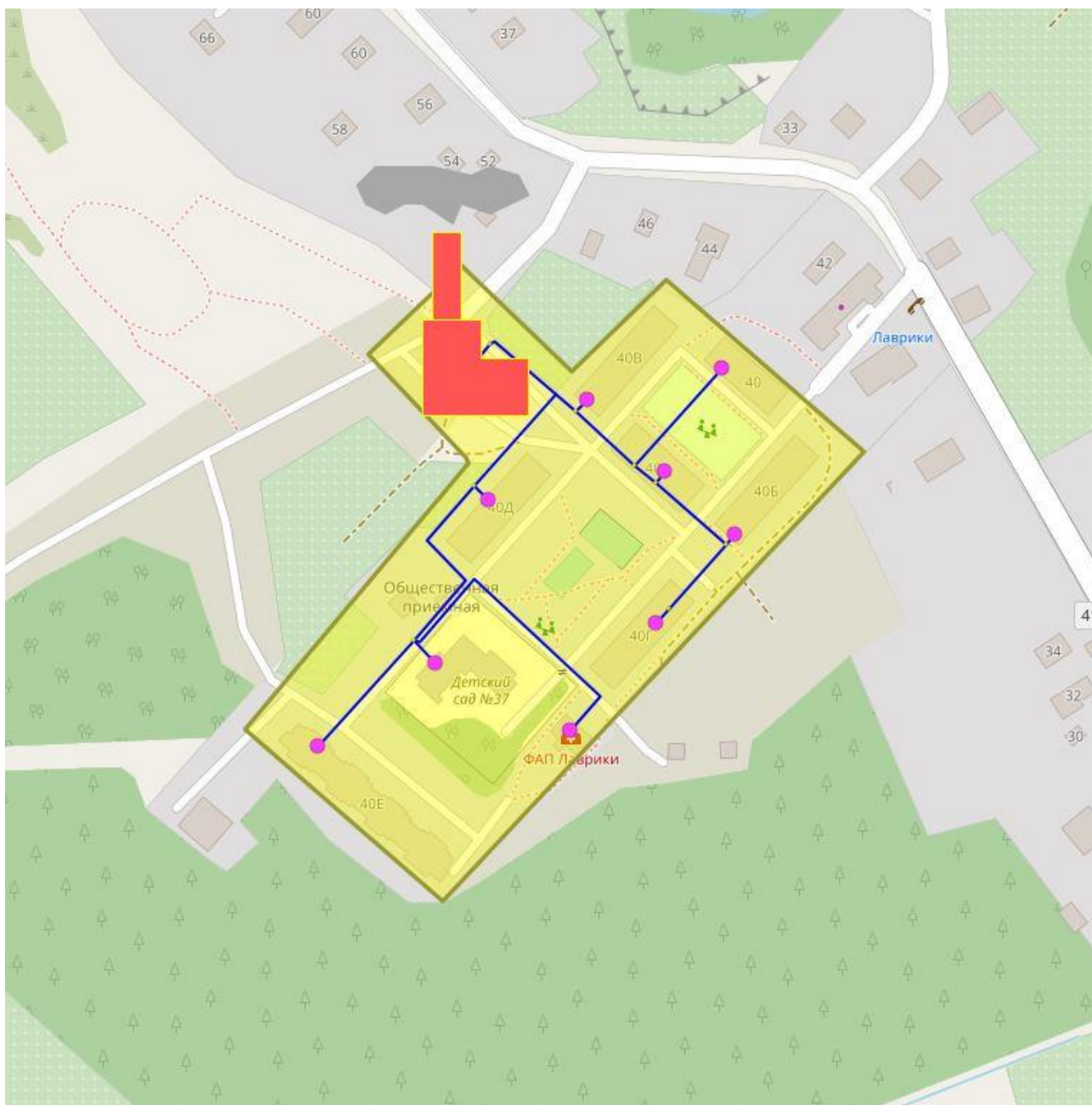


Рисунок 29. Зона действия котельной МБУ «ЦБС»

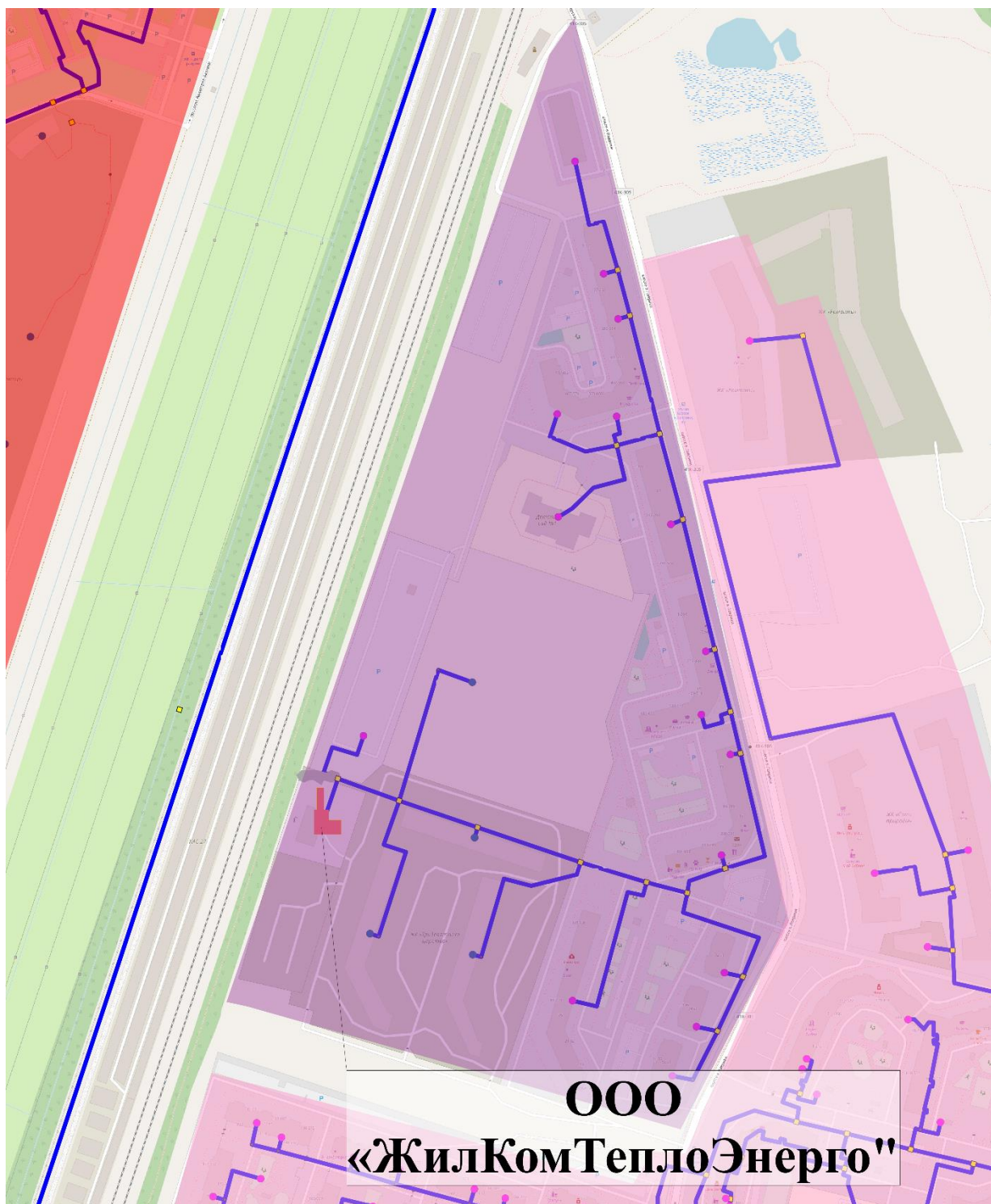


Рисунок 30. Зона действия котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

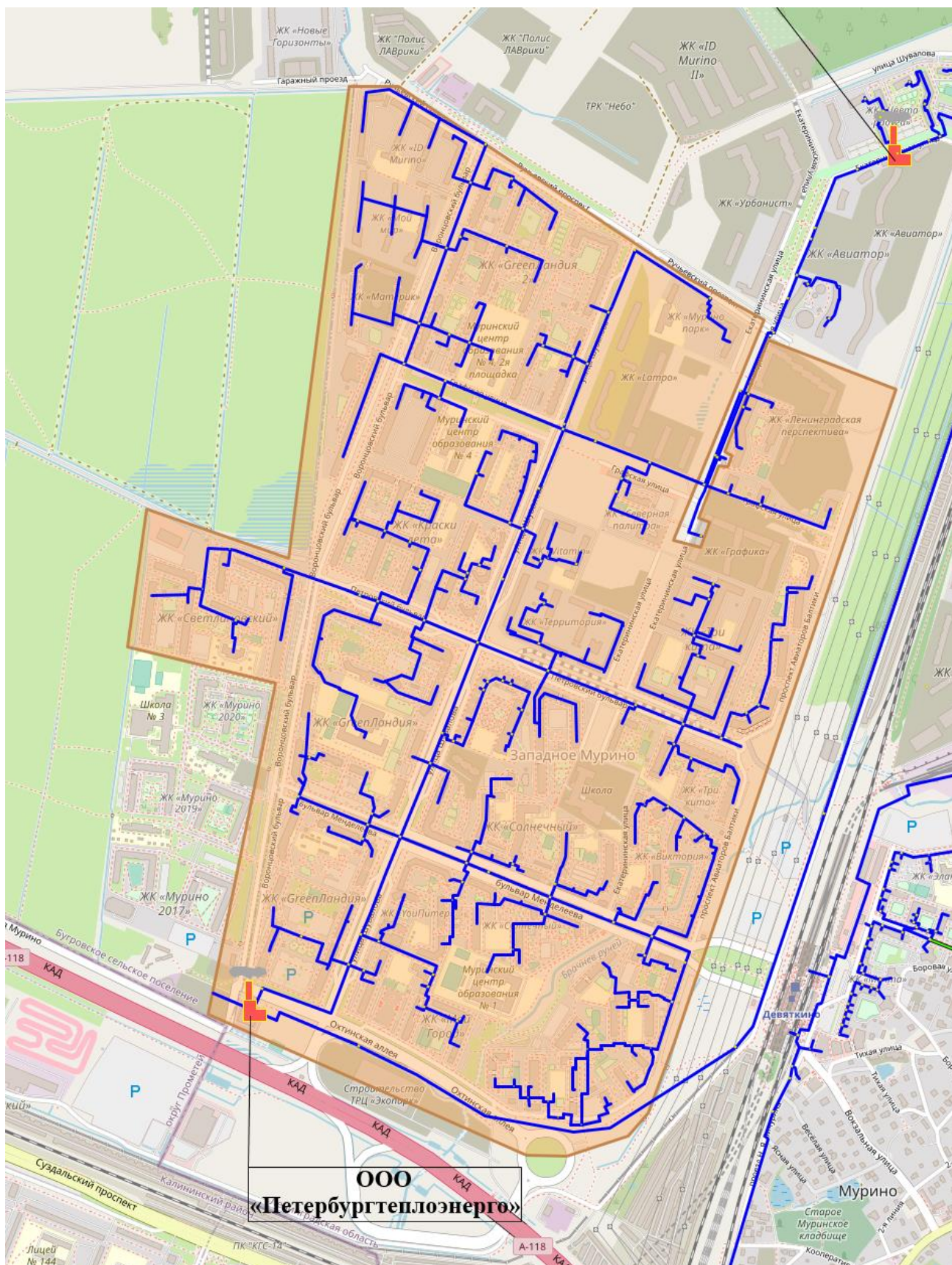


Рисунок 31. Зона действия котельной ООО «Петербургтеплоэнерго»

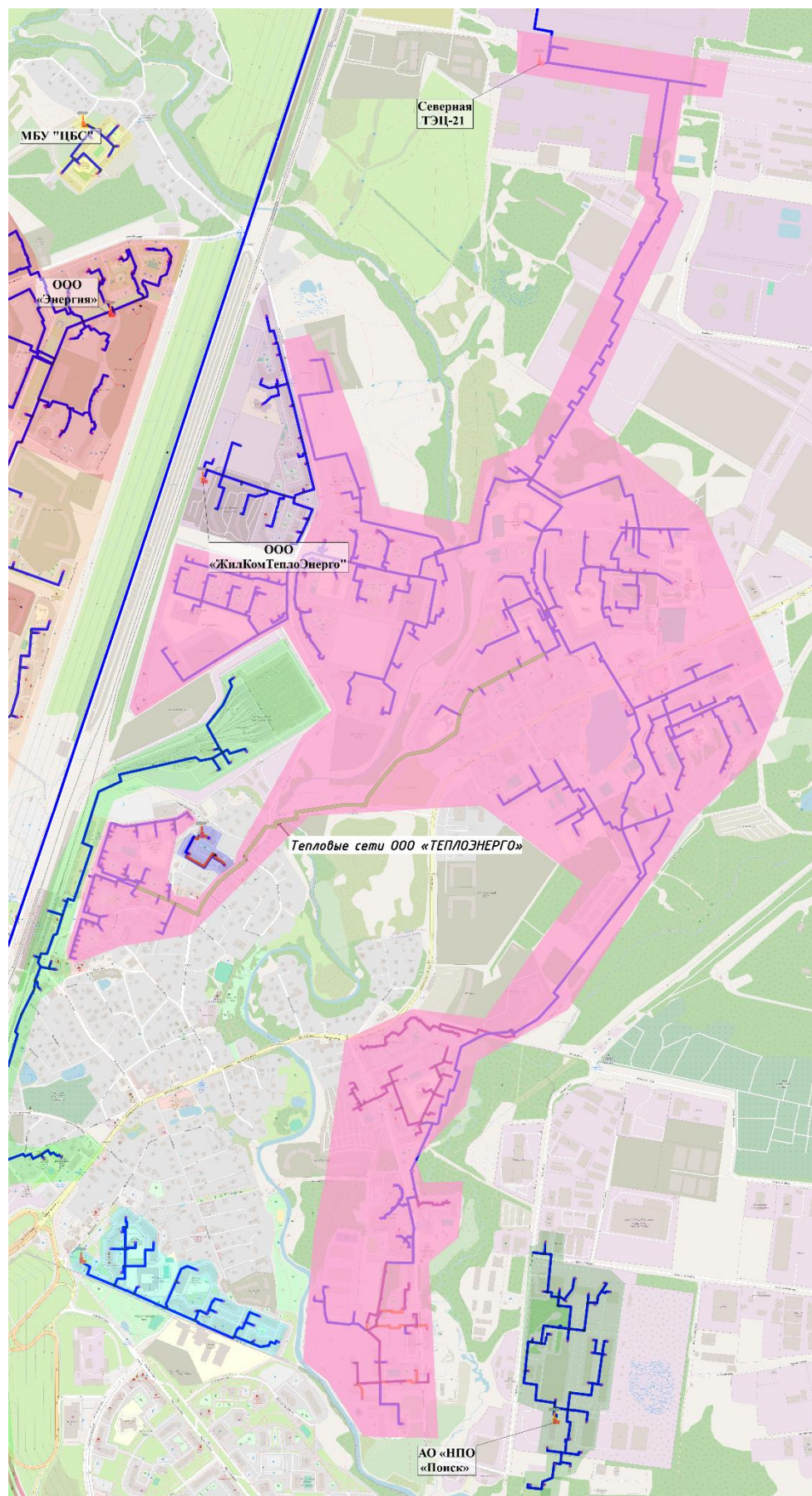


Рисунок 32. Зона действия источника теплоснабжения Северная ТЭЦ-21
ПАО «ТГК-1»)

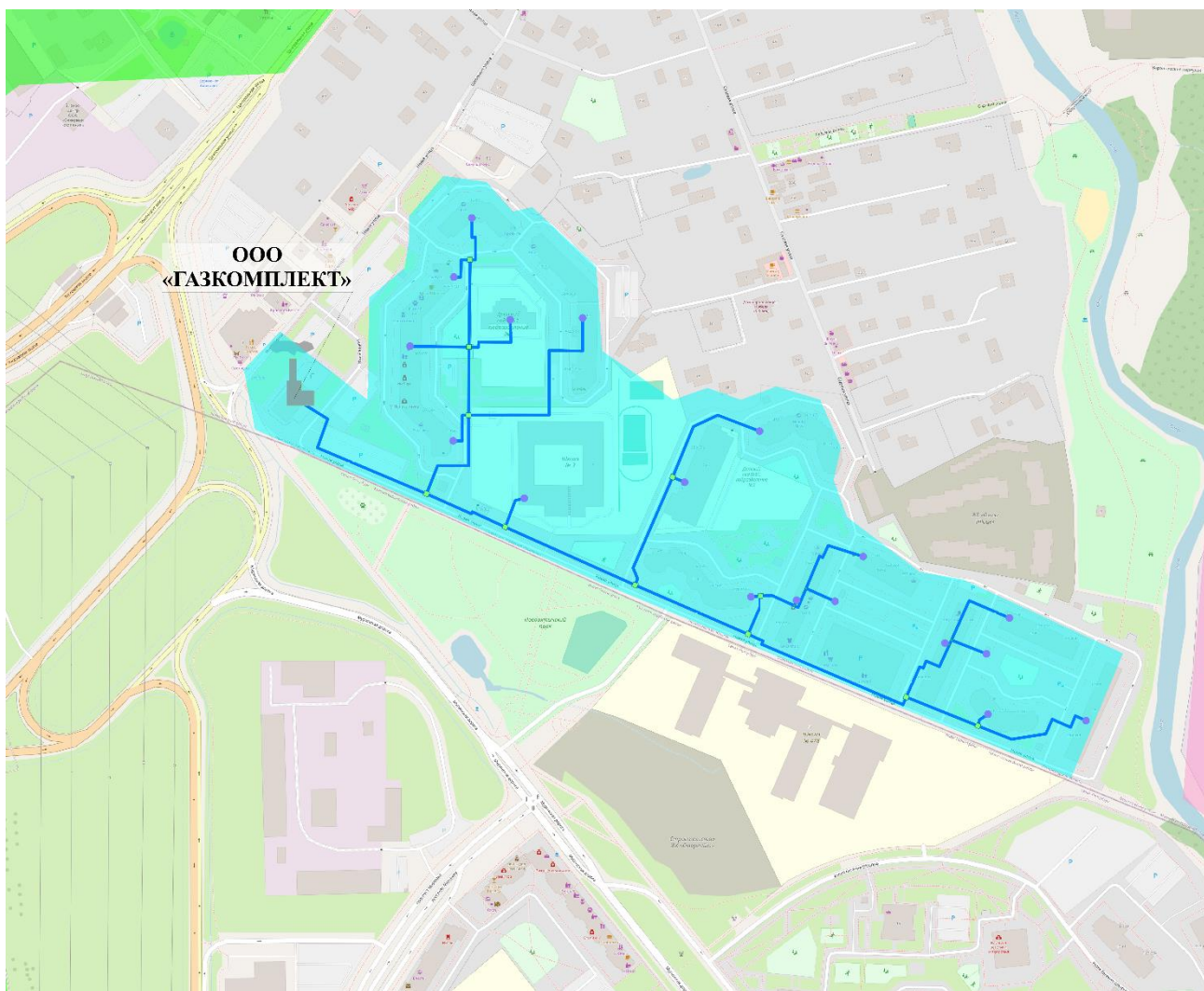


Рисунок 33. Зона действия котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

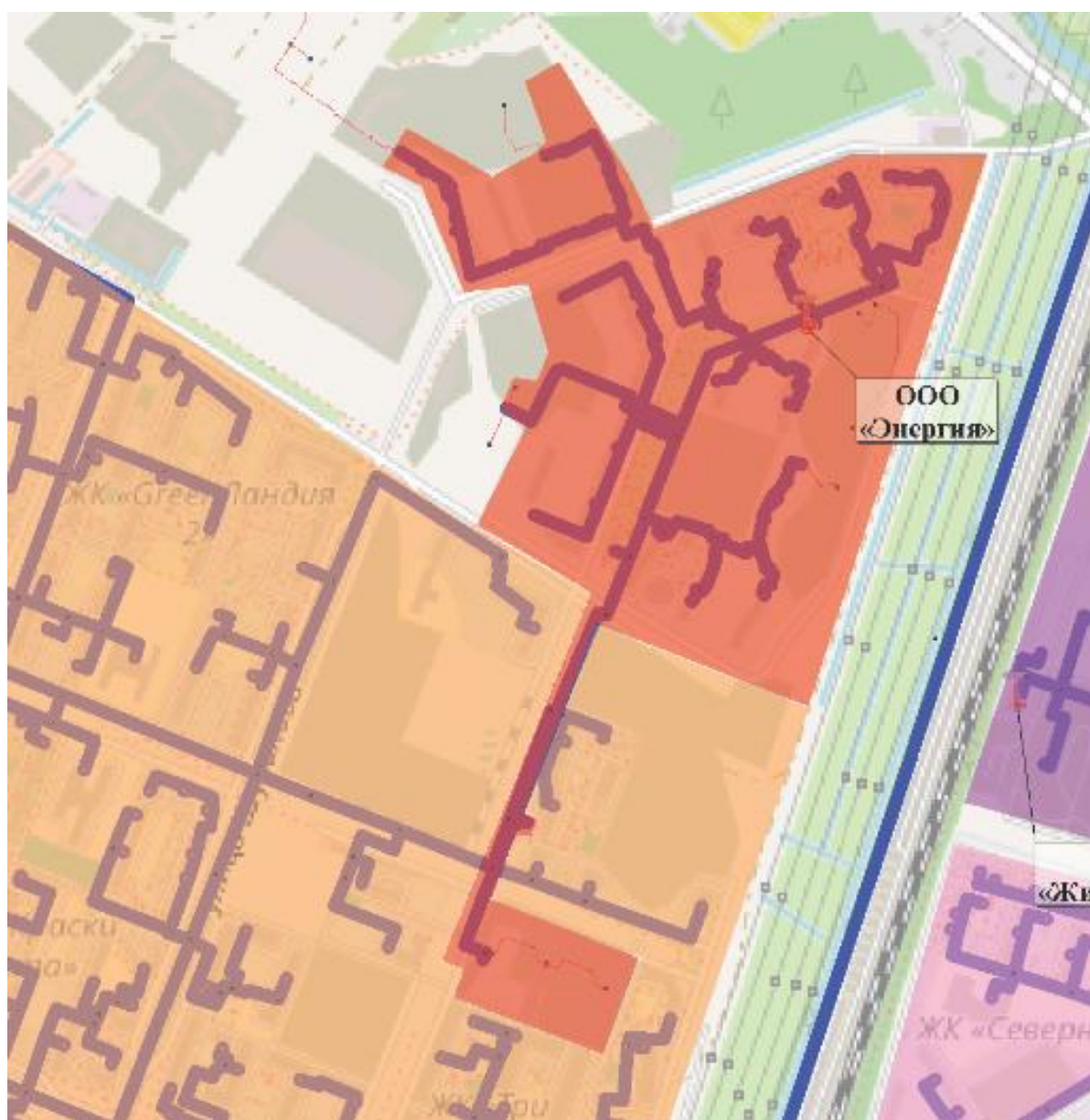


Рисунок 35. Зона действия котельной ООО «Энергия»

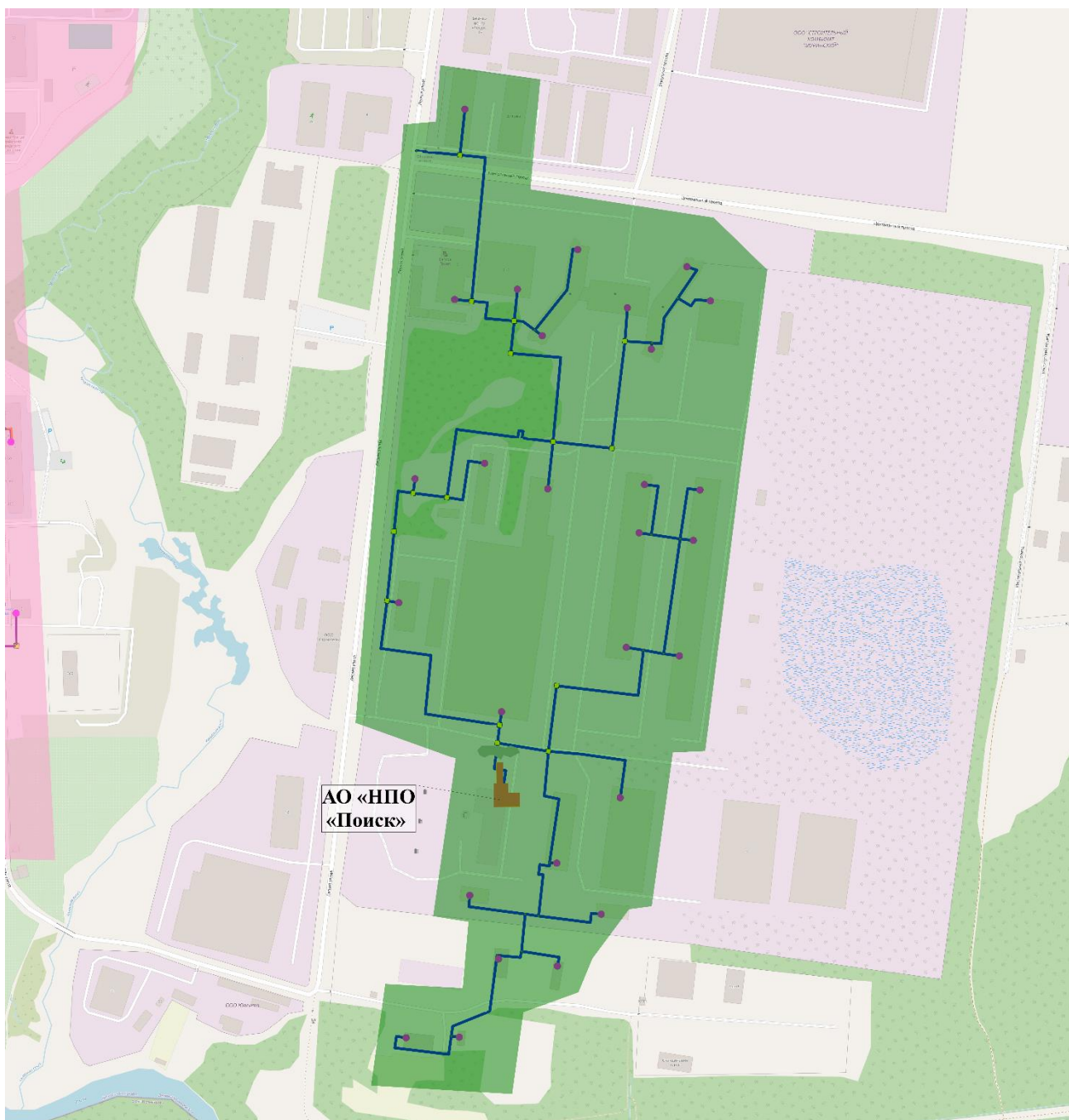


Рисунок 36. Зона действия котельной АО «НПО «Поиск»

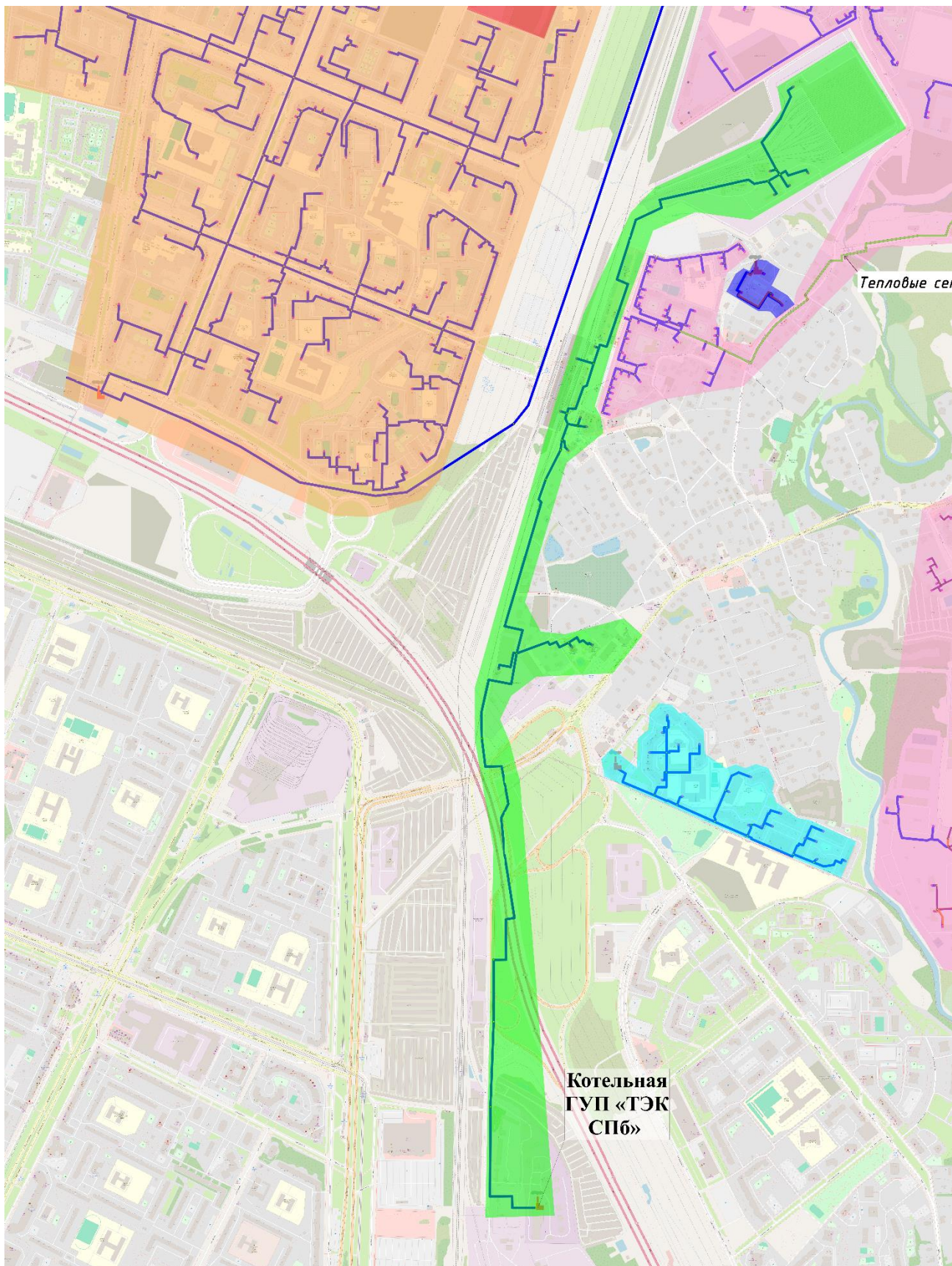


Рисунок 37. Зона действия котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб»

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

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

Для оценки фактического состояния схемы теплоснабжения Муринского городского поселения определен коэффициент перевода договорных нагрузок в фактические. Для этого был проведен анализ фактических полезных отпусков тепловой энергии по каждому источнику централизованного теплоснабжения за 2023 год. Длительность отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций Муринского городского поселения.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода в 2023 году составила 217 дней (5208 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 58.

Таблица 58. Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха
	2023
январь	-2,3
февраль	-3,0
март	-0,3
апрель	6,8
май	12,0
июнь	17,3
июль	18,2
август	19,9
сентябрь	16,4
октябрь	5,0
ноябрь	0,1
декабрь	-4,4

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2020, составляет -24 °С.

В настоящее время, в границах Муринского городского поселения, территория которого поделена на 11 участков, действуют несколько отопительных котельных, а также проходят тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и тепловые сети от котельной «Северомуринская» ГУП «ТЭК СПб».

Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за 2023 год представлен в таблице 59.

Таблица 59. Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

Участок	Наименование системы теплоснабжения	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
Участок 1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	503 171,56
Участок 1	Котельная ООО «Энергия»	67 980,29
Участок 4	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70
Участок 10	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	39 664,74
Участок 8	БМК Лаврики д.34	4 299,26
Участок 2	Котельная МБУ «ЦБС»	1 787,13
Участок 3,5,6,8,9,11	Северная ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	378 871,97
Участок 7	ГУП «ГЭК СПб»	8 296,51
Производственная зона Мурино	АО «НПО «Поиск»	14 065,39

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников тепловой энергии Муринского городского поселения за 2023 год представлен в таблице 60.

Таблица 60. Значения полезного отпуска тепловой энергии в 2023 году

№ п/п	Источник	Производство тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	308 005,86	4 619,71	20 854,42	503 171,56
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70	0,00	0,00	30 999,70
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	43 853,74	640,00	3 549,00	39 664,74
4	БМК Лаврики д.34	5 026,36	27,43	699,67	4 299,26
5	Котельная МБУ «ЦБС»	2 122,73	25,47	310,13	1 787,13
6	Котельная ООО «Энергия»	71 206,77	707,27	2 519,21	67 980,29

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 61. Значения полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2023 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2022 году, Гкал	Расчетная нагрузка на отопление/вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч
1	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	503 171,56	144,55	24,75	7,02	176,31
2	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	30 999,70	9,13	1,46	0,00	10,59
3	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	39 664,74	15,19	0,91	1,44	17,55
4	БМК Лаврики д.34	4 299,26	1,48	0,14	0,26	1,89
5	Котельная МБУ «ЦБС»	1 787,13	0,84	0,00	0,14	0,98
6	Котельная ООО «Энергия»	67 980,29	26,95	1,32	1,05	29,32

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

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории МО не зафиксировано.

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

Величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом определена в разрезе источников тепловой энергии и представлена таблице 62.

Таблица 62. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Источник	Ед. измерения	Потребление тепловой энергии за отопительный период	Годовое потребление тепловой энергии
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Гкал	433 686,10	503 171,56
отопление, вентиляция	Гкал	309 165,23	309 165,23
ГВС	Гкал	124 520,86	194 006,32
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Гкал	26 887,19	30 999,70
отопление, вентиляция	Гкал	19 517,39	19 517,39
ГВС	Гкал	7 369,80	11 482,31
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Гкал	37 095,97	39 664,74
отопление, вентиляция	Гкал	32 492,63	32 492,63
ГВС	Гкал	4603,34	7 172,11
БМК Лаврики д.34	Гкал	3 896,80	4 299,26
отопление, вентиляция	Гкал	3 175,58	3 175,58

Источник	Ед. измерения	Потребление тепловой энергии за отопительный период	Годовое потребление тепловой энергии
ГВС	Гкал	721,23	1 123,69
Котельная МБУ «ЦБС»	Гкал	1 787,13	1 787,13
отопление, вентиляция	Гкал	1 787,13	1 787,13
ГВС	Гкал	0,00	0,00
Котельная ООО «Энергия»	Гкал	64 280,94	67 980,29
отопление, вентиляция	Гкал	57 651,54	57 651,54
ГВС	Гкал	6 629,40	10 328,75

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

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета, утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 г. № 313 (приложение 2) (с изм. на 23 апреля 2021 г.), и представлены в таблице 63.

В таблице 64 представлены нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области от 11.02.2013 № 25.

Таблица 63. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/м ² общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,02595
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,02490
4	Дома постройки после 1999 года	0,01485

Таблица 64. Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:			
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	4,59	2,97	7,56
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	4,54	2,92	7,46

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления		
		холодная вода	горячая вода	водоотведение
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	4,49	2,87	7,36
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	3,99	2,37	6,36
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	3,15	1,51	4,66
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	2,05	0,70	
3	Дома с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением, водонагревателями, оборудованные:			
3.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	7,56		7,56
3.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	7,46		7,46
3.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	7,36		7,36
3.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	6,36		6,36
4	Дома, оборудованные ваннами, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и водонагревателями на твердом топливе	6,18		6,18
5	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и газоснабжением	5,23		5,23
6	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением	4,28		4,28
7	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, газоснабжением, без централизованного водоотведения	5,23		
8	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения	4,28		
9	Дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	1,3		
10	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	3,16	1,72	4,88

1.5.6. Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения

Договорные тепловые нагрузки потребителей с разбивкой по эксплуатирующим организациям приведена в таблице 65.

Таблица 65. Договорные тепловые нагрузки потребителей с разбивкой по эксплуатирующим организациям

Теплоснабжающая организация	Источник	Вид тепловой нагрузки	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Всего	240,64
		Отопление/ вентиляция	203,59
		ГВС	37,05
ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Всего	15,90
		Отопление/ вентиляция	10,01
		ГВС	5,89
ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всего	22,94
		Отопление/ вентиляция	15,78
		ГВС	7,16
ООО «Новая Водная Ассоциация»	БМК Лаврики д.34	Всего	3,471
		Отопление/ вентиляция	1,253
		ГВС	2,218
МБУ «ЦБС»	МБУ «ЦБС»	Всего	0,790
		Отопление/ вентиляция	0,790
		ГВС	0,00
ООО «Энергия»	Котельная ООО «Энергия»	Всего	33,99
		Отопление/ вентиляция	28,90
		ГВС	5,09
ПАО «ТГК-1» (на территории Муринского ГП через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»)	Северная ТЭЦ-21	Всего	200,153
		Отопление/ вентиляция	128,338
		ГВС (макс.)	71,815

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

В таблице 66 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2023 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 66. Договорные и расчетные тепловые нагрузки

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Всего	240,64	169,29	71,34	29,65
	Отопление/ вентиляция	203,59	144,55	59,04	29,00
	ГВС	37,05	24,75	12,30	33,20

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Всего	15,90	10,59	5,31	33,39
	Отопление/ вентиляция	10,01	9,13	0,88	8,84
	ГВС	5,89	1,46	4,42	75,13
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Всего	22,94	16,11	6,83	29,79
	Отопление/ вентиляция	15,78	15,19	0,59	3,73
	ГВС	7,16	0,91	6,25	87,22
БМК Лаврики д.34	Всего	3,47	1,63	1,84	53,10
	Отопление/ вентиляция	1,25	1,48	-0,23	-18,47
	ГВС	2,22	0,14	2,07	93,54
Котельная МБУ «ЦБС»	Всего	0,79	0,84	-0,05	-5,81
	Отопление/ вентиляция	0,79	0,84	-0,05	-5,81
	ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная ООО «Энергия»	Всего	33,99	28,27	5,71	16,81
	Отопление/ вентиляция	28,90	26,95	1,95	6,73
	ГВС	5,09	1,32	3,77	74,09
Северная ТЭЦ-21 (на территории Муринского ГП через тепловые сети АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» и ООО «ТЕПЛОЭНЕРГО»)	Всего	200,15	173,38	26,77	13,38
	Отопление/ вентиляция	128,34	171,97	-43,63	-34,00
	ГВС	71,82 (макс.)	1,41	70,40	98,04

Как видно из таблицы выше, по всем источникам теплоснабжения, за исключением котельной МБУ «ЦБС» значение договорной отопительной и нагрузки ГВС превышает расчетную.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. 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

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

1) Установленная мощность источника тепловой энергии — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям, на собственные и хозяйственные нужды;

2) Располагаемая мощность источника тепловой энергии — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой 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.);

3) Мощность источника тепловой энергии нетто — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для актуализации схемы теплоснабжения городского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.

Указанные балансы сведены в таблицу 67. Резервы и дефициты источников тепловой мощности рассчитаны при аварийном выводе из работы самого мощного котла в соответствии с требованиями СП 89.13330.2016 Котельные установки.

Балансы тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 на территории Муринского ГП за 2023 год представлены в таблице 68.

Таблица 67. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто и подключенной нагрузки

Наименование показателя	Ед. измерения	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	БМК Лаврики д.34	Котельная МБУ «ЦБС»	Котельная ООО «Энергия»
Установленная мощность	Гкал/ч	199,52	20,64	29,75	2,795	1,29	37,83
Располагаемая мощность	Гкал/ч	199,52	20,64	29,75	2,795	1,29	37,83
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,93	0,00	0,55	0,02	0,01	0,48
	%	0,47	0,00	1,85	0,68	0,93	1,27
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	198,59	20,64	29,20	2,776	1,28	37,35
Тепловая мощность, получаемая от Северной ТЭЦ-21	Гкал/ч	100,00	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	7,02	0,00	1,44	0,26	0,145	1,05
	%	3,98	0,00	8,21	14,00	14,79	3,57
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/ч	169,29	10,59	16,11	1,63	0,84	28,27
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/ч	176,31	10,59	17,55	1,89	0,98	29,32
Резерв (+)/Дефицит (-)	Гкал/ч	122,28	10,05	11,65	0,88	0,30	8,03
	%	61,57	48,69	39,91	31,81	23,27	21,50
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	148,71	13,76	18,88	1,19	0,63	20,15
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	146,54	8,84	13,94	1,39	0,72	24,09
Резерв (+)/Дефицит (-)	Гкал/ч	102,17	4,92	4,94	-0,20	-0,09	-3,94
	%	68,70	35,73	26,18	-16,96	-14,01	-19,54

Таблица 68. Балансы тепловой мощности Северной ТЭЦ-21 на территории Муринского ГП за 2023 год

Наименование	Единица измерения	2023
Северной ТЭЦ-21		
Установленная тепловая мощность Северной ТЭЦ-21	Гкал/час	1208
Располагаемая тепловая мощность Северной ТЭЦ-21	Гкал/час	1148
Потери в тепловых сетях (тепломагистраль «Ново-Девяткино»)	Гкал/час	11,0
Присоединенная (фактическая) нагрузка потребителей на территории Муринского ГП	Гкал/час	200,153
ОВ	Гкал/час	128,338
ГВС (макс)	Гкал/час	71,815
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	388,72
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	378,87

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Как видно из таблицы 67 при выводе из работы самого мощного котла, дефицит тепловой мощности на БМК Лаврики д.34 составляет 0,2 Гкал/ч. Схемой теплоснабжения рекомендуется установить дополнительный котел, который после ввода в эксплуатацию позволит устранить дефицит тепловой мощности.

На котельной МБУ «ЦБС» также наблюдается дефицит тепловой мощности при выводе самого мощного котла и составляет 0,09 Гкал/ч. Существующая тепловая мощность котельной МБУ «ЦБС» позволит обеспечить тепловую нагрузку потребителей при расчетной температуре наружного воздуха не ниже (-18,69 °С). В связи с этим, требуется замена котельного оборудования.

На остальных источниках Муринского городского поселения дефицит тепловой мощности отсутствует.

1.6.3. 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 к потребителю

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в пункте 1.3.8.

1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

При выводе из работы самого мощного котла, на БМК Лаврики д.34 образуется дефицит тепловой мощности, составляющий 0,2 Гкал/ч. В случае поломки самого мощного котла на котельной возможно снижение параметров внутреннего воздуха у потребителей.

Схемой теплоснабжения рекомендуется установить дополнительный котел, который после ввода в эксплуатацию позволит устранить дефицит тепловой мощности.

На котельной МБУ «ЦБС» также наблюдается дефицит тепловой мощности при выводе самого мощного котла и составляет 0,09 Гкал/ч. В связи с этим, требуется замена котельного оборудования.

1.6.5. 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

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников тепловой энергии показаны в пункте 1.6.1. Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. 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

Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»

Химводоподготовка на котельной отсутствует, подпитка тепловой сети осуществляется от Северной ТЭЦ-21 ПАО «ТГК-1».

Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Химводоподготовка осуществляется с помощью добавления в воду комплексонов.

Таблица 69. Характеристика ХВО котельной ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

Наименование источника	Наличие охладителя пара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м³ на 2022г.
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	нет	0,7	Эктоскейл (Ektoscale) 450-1, Комплексонат НТФ-цинк	25,0

Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

В состав установки химводоподготовки, используемой на котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ», входят:

- Автоматическая установка умягчения непрерывного действия 1-ой ступени HYDROTECH STF 1865-9500 SEM;
- Автоматическая установка умягчения периодического действия 2-ой ступени HYDROTECH SSF 1465-7700 SET;
- Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 140;
- Комплекс пропорционального дозирования реагента HydroChem 170.

Характеристика ХВО котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлена в таблице 70.

Таблица 70. Характеристика ХВО котельной ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

Наименование источника	Наличие охладителя пара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/ КУ-2) жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2022г	Наличие бака взрыхления (да/нет)
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» (г. Мурино ул. Новая 7, стр.1)	нет	0,8	Катионит КУ-2-8	2,07	Да

БМК Лаврики д.34

Характеристика системы химводоочистки на блочно-модульной котельной Лаврики д.34 представлена в таблице 71.

Таблица 71. Характеристика ХВО БМК Лаврики д.34

Наименование источника	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/ КУ-2) жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, м ³ на 2023г.	Наличие бака взрыхления (да/нет)	Температура воды после подогревателя сырой (исходной) воды, °С
БМК Лаврики 34	0,75	Натрий-катионит «Tulsion T-42 Na»	18,35	да	Подогреватель воды отсутствует, сырая вода с температурой 15 °С

Котельная МБУ «ЦБС»

Сведения о наличии ХВО на источнике отсутствуют.

Котельная ООО «Энергия»

Химводоочистка на котельной ООО «Энергия» производится за счет дозирования реагента.

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

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии приведены в таблице 72.

Таблица 72. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Наименование	Ед. изм.	Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	Котельная ООО «Новая Водная Ассоциация»	Котельная МБУ «ЦБС»	Котельная ООО «Энергия»
Производительность водоподготовительных установок	м³/час	*	0,53	4,00	0,032	0,02	0,85
Объем системы теплоснабжения	м³	5929,38	156,59	253,47	2,15	7,27	188,91
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м³/час	14,82	0,39	0,63	0,01	0,02	0,47
Предельный часовой расход на заполнение	м³/час	350,00	65,00	100,00	10,00	10,00	25,00
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м³/час	364,82	65,39	100,63	10,01	10,02	25,47
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м³/час	-	3,13	5,07	0,04	0,15	3,78
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м³/час	-	0,14	3,37	0,027	0,002	0,38
Доля резерва	%	-	26,14%	84,16%	83,22%	9,09%	44,44%

*Водоподготовки на котельной нет – подпитка производится сетевой водой, полученной от АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

На источниках муниципального образования в качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного - дизельное топливо. Сведения о потреблении используемого топлива за 2023 год представлены в таблице 73.

Таблица 73. Потребление топлива источниками за 2023 год

Источник	Основное/ резервное топливо	Производство тепловой энергии, Гкал	Потребление натурального топлива, тыс. м³ / т	Потребление условного топлива, т.у.т.	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг. у.т./Гкал
Котельная ООО «Петербургтеплоэнерго»	газ / дизельное топливо	308005,86	41720,151/2,734	48592,06	151,83
Котельная ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	газ / дизельное топливо	30999,7	4200/-	4873,99	157,23
Котельная ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»	газ / дизельное топливо	43853,74	6071,16/-	6854,34	156,30
БМК Лаврики д.34	газ / дизельное топливо	5026,36	682/-	791,90	157,55
Котельная МБУ «ЦБС»	газ / дизельное топливо	2122,73	288,49	335,99	158,28
Котельная ООО «Энергия»	газ/-	71206,77	8 909,52	10334,95	145,14
Котельная АО «НПО «Поиск»	газ/-	16283,70	2280,00	2639,59	162,10

Суммарный расход топлива за 2023 год составил 64 151,32 тыс. м³.

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

Резервное топливо на котельных является – дизельное топливо. Все котельные обеспечиваются топливом в соответствии с нормативными требованиями.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Данных по особенностям характеристик топлива не предоставлено. Природный газ на котельные подается в соответствии с договорами поставок с ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург».

Доставка дизельного топлива осуществляется автомобильным транспортом.

1.8.4. Использование местных видов топлива

На всех котельных Муринского городского поселения использование местных видов топлива не предусмотрено.

1.8.5. 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

Основным видом топлива, используемого на котельных Муринского городского поселения, является природный газ. В качестве резервного топлива используется дизельное топливо.

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках Муринского городского поселения.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»
филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» – Северное ЛПУМГ
Адрес: 188660, Российская Федерация, Ленинградская область,
муниципальный район Всеволожский, сельское поселение Бутровское,
массив Менделеево, сооружение 10

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер - первый заместитель
директора филиала
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» -
Северное ЛПУМГ

Ю.П. Ерохин
и 22 декабря 2023 г.

Паспорт № 09-07/823-12-2023
качества газа горючего природного за декабрь 2023 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводам Грязовец-Ленинград 1, Грязовец-Ленинград 2, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница 1, Ленинград-Выборг-Госграница 2

наименование газопровода

покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты) согласно перечню, исходящий номер № 10-2/21258 от 07.12.2020

наименование ГРС, на которые распространяются данные

2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.

3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.

4. Место отбора проб газа: узел подключения КС «Северная» до крана № 7
наименование ГРС, ГРП и др.

5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Рисунок 38. Паспорт качества природного газа (лист 1)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	96,29
	этан			не нормируется	2,79
	пропан			не нормируется	0,149
	н-бутан			не нормируется	0,048
	и-бутан			не нормируется	0,0246
	н-пентан			не нормируется	0,0027
	и-пентан			не нормируется	0,0066
	н-гексан			не нормируется	0,0049
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0247
	диоксид углерода			не более 2,5	0,344
	азот			не нормируется	0,311
	кислород			не более 0,050	менее 0,005
	водород			не нормируется	менее 0,001
	гелий			не нормируется	0,0074
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,12
		ккал/м³		не менее 7600	8149
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20 - 54,50	49,82
		ккал/м³		9840-13020	11899
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,6942
			ГОСТ 17310-2002		0,693
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация метансульфидной серы	г/м³		не более 0,036	менее 0,0010
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ 20060-2021	ниже температуры газа	ниже 20,7
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	не нормируется	не нормируется	7,0
+10	Нителескопность запаха при объемной доле 1 % в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	не определяется

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГПН коммунально-бытового назначения. Для ГПН промышленного назначения показателя устанавливает по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2 – 4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерения объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1 - 7 определены в Химической лаборатории Северного ЛПУМГ. Адрес лаборатории: 188660, Российская Федерация, Ленинградская область, Всеволожский муниципальный р-н, Бугровское сельское поселение, массив Меандсары, соор. 10, КС «Северная», лит. Ж, здание диспетчерской.

Ведущий инженер-химик

Е.С. Сергеева
подпись

Е.Г. Сергеева
ф.и.о.

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

_____ наименование региональной компании по реализации газа и фамилия

покупателю (потребителю)

_____ по его запросу

_____ наименование предприятия

«___» _____ 20__ г.

стр. 2 из 2 Паспорт № 04-02/023-12-2023 от 28 декабря 2023 г.

Рисунок 39. Паспорт качества природного газа (лист 2)



Система менеджмента
Сертификат
№ РОСС RU.13СК03.00563
до 18.01.2019г.

Изготовлено в России
Изготовитель: ООО "КИНЕО"
187110, г.Киреевск, Липецкая обл.,
шоссе Затурино, 1

Паспорт продукции № 113

Аналитический центр
Аттестат аккредитации
№ РОСС RU.0001.510301



Топливо дизельное ЕВРО, летнее, сорта С,
экологического класса ЕС (ДТ-Ж-КС) по ГОСТ 32511-2013
(Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-РУ.СН28.В.12961
от 07.12.2017 по 06.12.2020)



Код ОКПД2 19.20.21.315

Номер резервуара: 14

Валы: 1040

Тоннаж: 7723

Дата изготовления продукта 08.10.18

13.10.18

Номер партии: 113

Дата отбора проб по ГОСТ 2517: 13.10.18

Дата проведения анализа продукции: 13.10.18

№	Наименование показателей	Норма ТР ТС	Норма	Факт. данные	Метод испытания
1.	Цетановое число, не менее	51	51,0	51,2	ГОСТ 3122
2.	Цетановый индекс, не менее	-	46,0	55,7	EN ISO 4264
3.	Плотность при 15°C, кг/м³	-	820,0-845,0	828,4	ГОСТ Р 51069
4.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %, не более	8	8,0	2,7	ГОСТ EN 12916
5.	Массовая доля серы, мг/кг, не более, для топлива: К5	10	10,0	4,0	ГОСТ ISO 20846
6.	Температура вспышки, определенная в закрытом тигле, °C, мин	55	55	67	ГОСТ 6336
7.	Коксуемость, 10%-ного остатка перегонки, % масс, не более	-	0,3	0,01	ГОСТ 19932
8.	Зольность, % масс, не более	-	0,01	отсутствует	ГОСТ 1461
9.	Массовая доля воды, мг/кг, не более	-	200	28,5	EN ISO 12937
10.	Общее загрязнение, мг/кг, не более	-	24	2	EN 12662
11.	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °C), единицы по шкале	-	Класс 1	класс 1	ГОСТ ISO 2160
12.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м³, не более	-	25	3	ГОСТ Р EN ISO 12205
13.	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа (wsd 1,4) при 60°C, мм, не более	400	460	400	ГОСТ ISO 12156-1
14.	Кинематическая вязкость при 40 °C, мм²/с	-	2,00-4,50	2,782	ГОСТ 33
15.	Фракционный состав:				ГОСТ 2177 (метод А)
	при температуре 250 °C перегоняется, % об., не менее	-	63	35,3	
	при температуре 350 °C перегоняется, % об., не менее	-	85	93,0	
	95% об. перегоняется при температуре, °C, не выше	360	360	357	
16.	Пределная температура фильтруемости, °C, не выше	-	минус 5	минус 9	ГОСТ 22254
	Присадки:				
	- противокоррозионная присадка "KeroKor LA 99C", % масс			0,0245	
	- антистатическая присадка "Stadis 450", % масс			отсутствует	
	- депрессорно-диспергирующая "OFI 8863", % масс			отсутствует	
	- цетаноповышающая присадка "Kerobriol BHN", % масс			отсутствует	

Заключение: соответствует требованиям ГОСТ 32511-2013, и требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту".

По характеристикам топлива соответствует классу 5, согласно приложению №3 технического регламента ТР ТС.

Дополнительные сведения

Топливо дизельное ЕВРО по степени воздействия на организм человека относится к классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Меры предосторожности при хранении, транспортировании, использовании и утилизации - соответствии с требованиями ГОСТ 32511-2013

Зам. начальника АЦ по контролю качества

Начальник лаборатории

Инженер-лаборант

Дата выдачи паспорта:

КОПИЯ
ВЕРНА

13.10.18



Рисунок 40. Паспорт качества дизельного топлива

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

В качестве преобладающего вида топлива в Муринском городском поселении используется природный газ, который задействован на всех источниках централизованного теплоснабжения.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения Муниципального образования и представлен в последующих главах Обосновывающих материалов настоящей Схемы.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2018-2023 гг. представлена в разделе 1.3.9.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях за 2018-2023 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Карты-схемы тепловых сетей приведены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения на территории муниципального образования «Муринское городское поселение» отсутствуют.

1.9.5. 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"

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило.

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Сведения о восстановлении тепловых сетей отсутствуют.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», раскрытию подлежит информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

Основные показатели деятельности ООО «Петербургтеплоэнерго» представлены в таблице 74.

Таблица 74. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Петербургтеплоэнерго»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Утверждено на 2024 год*
1	Операционные расходы	тыс.руб.	119 945,84
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	640,48
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	41 524,06
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	55 579,62
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	13 854,29
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	8 322,45
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	11,73
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	13,20
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	304 290,50
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	31 351,08
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	16 336,05
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	1 283,24
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	18 549,46
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	16 785,05
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	204 981,19
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	
2.9.	Расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей	тыс.руб.	14 439,80
2.10.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	
2.11.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	
2.12.	Расходы на ЕИРЦ	тыс.руб.	439,78
2.13.	Налог на прибыль	тыс.руб.	124,87
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	672 947,41
3.1.	Топливо:	тыс.руб.	304 543,22
3.1.1.	Природный газ	тыс.руб.	270 539,64
3.1.1.1.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6 620,39
3.1.1.2.	Объем топлива	тыс. куб.м.	40 864,61
3.1.2.	Сжиженный газ	тыс.руб.	34 003,58
3.1.2.1.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	45 704,29

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Утверждено на 2024 год*
3.1.2.2	Объем топлива	тыс. куб.м.	743,99
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	38 964,05
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	8,01
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	4 863,60
3.3.	Вода	тыс.руб.	2 558,52
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	78,69
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	32,51
3.4.	Тепловая энергия	тыс.руб.	326 881,62
3.4.1.	Цена	руб/Гкал	1 511,51
3.4.2.	Объем	Гкал	216 261,68
4.	Прибыль	тыс.руб.	499,48
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	0,00
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	22 682,69
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0,00
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	-99 252,06
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	1 021 113,88
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	2 053,80
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2 458,32

*данные в целом по тарифной зоне Ленинградской области (Лужского МР, Приозерского МР, Всеволожский МР, Выборгского МР, Волховского МР), в разрезе котельных тариф не утверждается

Основные показатели деятельности ГУП «ТЭК СПб» представлены в таблице 75.

Таблица 75. Основные технико-экономические показатели деятельности ГУП «ТЭК СПб»*

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка; Производство. Теплоноситель; Передача. Тепловая энергия; Передача. Теплоноситель; Сбыт. Тепловая энергия; Сбыт. Теплоноситель Территория оказания услуг: Всеволожский муниципальный район, Муринское (41612103); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	23 631,75
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	49 642,88
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	11 014,45
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	1 804,59
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,10
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов
3.2.2	мазут	х	х
3.2.2.1	объем	тонны	
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.2.4	способ приобретения	х	
3.2.3	дрова	х	х
3.2.3.1	объем	м3	
3.2.3.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	
3.2.3.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.3.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	2 530,96
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,11
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	355,9848
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	683,48
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	23,70
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	3 535,83

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 073,59
3.8	Расходы на оплату труда административно- управленческого персонала	тыс. руб.	1 945,84
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	529,51
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	18 541,21
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	20,80
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	8 397,81
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	11,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	905,03
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	5,19
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	2,35
	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		есть
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	438,33
3.15.1	Материалы текущего ремонта	тыс. руб.	131,36
3.15.2	Услуги СПб ГУП ВЦКП МК ЖХ	тыс. руб.	155,43
3.15.3	Услуги сопровождения расчетов по прямым договорам	тыс. руб.	74,13
3.15.4	Услуга по передаче тепловой энергии	тыс. руб.	0,00
3.15.5	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,44
3.15.6	Прочие производственные расходы	тыс. руб.	76,96
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-26 011,13
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-27 142,30
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	6 797,53
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	6 797,53
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	6 799,94
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	2,41
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=53f480b4-99c6-4d78-8990-1cf331eeba6e
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	7,75

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	12,71568
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	13,5272
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	9397,94
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	9126,38
11.1.1	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	0,7863
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	1,7042
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	33,28
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,88
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1,17
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	5,52
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	1,32
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	161,5881
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	161,5881
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	160,3316
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	26,85
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	1,07
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=3edd177c-a438-4e84-bdce-c221c328c05d
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=563bc578-f8f4-43b8-a21a-aeca894d25d5

*представлены показатели за 2022 (в для Муринского и Заневского ГП)

Основные показатели деятельности ООО «Энергия» представлены в таблице 76.

Таблица 76. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Энергия»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	36001,73	31762,92	4238,81
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.			
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	25668,39	21429,58	4238,81
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.			
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	25668,39	21429,58	4238,81
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	752,24	752,24	
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	2,87	2,87	
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.			
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	10330,47	10330,47	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	19470,12	16217,76	3252,36
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	87,42	87,42	
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.			
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	18106,5	14964,47	3142,03
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1165,87	1165,87	
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	110,33		110,33
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.			
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.			
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	74037,638	74037,64	
3.1.	Топливо	тыс.руб.	60771,657	60771,66	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	60771,657	60771,66	
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6820,98	6820,98	
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	8909,52	8909,52	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	13192,071	13192,07	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	13192,071	13192,07	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	17,48	17,48	
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	10,70	10,70	
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	1232,63	1232,63	
3.3.	Вода	тыс.руб.	73,91	73,91	
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	73,91	73,91	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	0,02	0,02	
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	48,69	48,69	
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	1,52	1,52	
4.	Прибыль	тыс.руб.	3436,89		
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.			
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	3436,89		
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.			
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	132946,38	122018,32	7491,17
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1955,66		
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал			

Основные показатели деятельности АО «Теплосеть СПб» представлены в таблице 77.

Таблица 77. Основные технико-экономические показатели деятельности АО «Теплосеть СПб»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023
			Передача
1	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	50 012,88
1.1	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	643,76
1.1.1	Расходы на электрическую энергию на передачу тепла	тыс.руб.	318,62
1.1.2	Расходы на электрическую энергию на хоз.нужды	тыс.руб.	325,14
1.2	Расходы на тепловую энергию (компенсация потерь)	тыс.руб.	49 369,12
1.2.1	Расходы на тепловую энергию (компенсация потерь)	тыс.руб.	49 369,12
1.2.2	Расходы на покупную тепловую энергию на хозяйственные нужды	тыс.руб.	-
2	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)		42 973,26
2.1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1 270,30
2.2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	10 193,53
2.3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	26 017,94
2.4	Работы и услуги производственного характера, выполняемые по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	2 128,82
2.4.1	Наладочные, пусковые и другие производственные расходы	тыс.руб.	2 128,82
2.4.2	Вывоз отходов	тыс.руб.	-
2.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	3 048,39
2.5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	32,33
2.5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	1 597,26
2.5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	355,67
2.5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	34,92
2.5.5	Юридические и нотариальные услуги	тыс.руб.	-
2.5.6	Услуги по информационно-вычислительному обслуживанию	тыс.руб.	-
2.5.7	Аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	-
2.5.8	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией		-
2.5.9	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	1 028,20
2.5.9.1	Охрана труда	тыс.руб.	416,45
2.5.9.2	Добровольное медицинское страхование	тыс.руб.	611,75
2.6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	-
2.7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	69,84
2.8	Лизинговые платежи	тыс.руб.	
2.9	Арендная плата	тыс.руб.	21,99
2.10	Другие расходы, в том числе :	тыс.руб.	222,45

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023
			Передача
2.10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности		-
2.10.2	Льготный проезд		-
2.10.3	Цеховые расходы		-
2.10.4	расходы на подписку	тыс.руб.	-
2.10.5	полиграфия	тыс.руб.	-
2.10.6	резерв на оплату отпусков	тыс.руб.	86,65
2.10.7	ГО и ЧС и моб. Подготовка	тыс.руб.	-
2.10.8	услуги банков	тыс.руб.	-
2.10.9	другие расходы (общехозяйственные)	тыс.руб.	135,80
3	Расчет неподконтрольных расходов		135 628,34
3.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс.руб.	6 989,48
3.1.1	Услуги по водоотведению	тыс.руб.	6 989,48
3.2	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	28 418,00
3.2.1	плата за предельно-допустимые выбросы (сбросы)	тыс.руб.	18,42
3.2.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	470,00
3.2.3	иные расходы:	тыс.руб.	27 929,58
3.2.3.1	налог на имущество	тыс.руб.	27 656,00
3.2.3.2	транспортный налог	тыс.руб.	20,83
3.2.3.3	налог на землю	тыс.руб.	21,00
3.2.3.4	налог на прибыль, всего в том числе:	тыс.руб.	231,75
3.3	Концессионная плата	тыс.руб.	-
3.4	Арендная плата за основное производственное оборудование, относящиеся к регулируемой деятельности	тыс.руб.	-
3.5	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	-
3.6	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	8 023,23
3.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	90 841,00
3.8	Прочие неподконтрольные расходы, в том числе:	тыс.руб.	444,64
3.9	Выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	912,00
3.9.1	Расходы на обслуживание заемных средств	тыс.руб.	912,00
	расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам	тыс.руб.	
	проценты по аренде	тыс.руб.	
	результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	
4	Нормативная прибыль	тыс.руб.	9 843,67
4.1	На развитие производства	тыс.руб.	-
4.2	На социальное развитие	тыс.руб.	927,00
4.3	Расходы на капитальные вложения	тыс.руб.	-
4.4	На прочие цели	тыс.руб.	-
4.5	прочие, (нормативная прибыль)	тыс.руб.	-
4.6	Предпринимательская прибыль	тыс.руб.	8 916,67
5	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	-

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023
			Передача
5.1	Операционные расходы	тыс.руб.	-
5.2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-
5.3	Расходы на топливо	тыс.руб.	-
5.4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	-
5.5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	-
5.6	Итого		-
	Величина, учитывающая результаты деятельности до перехода к регулированию на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	238 458,15
	Выработка	тыс. Гкал	-
	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	-
	Собственные нужды котельной		-
	Отпуск	тыс. Гкал	-
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	640,24
	население		-
	прочие потребители		-
	Тариф (себестоимость)	руб./Гкал	372,45

Основные показатели деятельности ПАО «ТГК-1» представлены в таблице 78.

Таблица 78. Основные технико-экономические показатели деятельности ПАО «ТГК-1» за 2022 год (тепловая энергия ТЭЦ-21 по Ленинградской области)*

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт 2022 года		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	55 296,40	55 296,40	0
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	2 173,45	2 173,45	0
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	17 295,35	17 295,35	0
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	26 885,02	26 885,02	0
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	4 500,72	4 500,72	0
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	893,17	893,17	0
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	3 607,55	3 607,55	0
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	3 512,62	3 512,62	0
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	40,35	40,35	0
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	85,78	85,78	0
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	764,30	764,30	0
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	38,82	38,82	0
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	208 891,33	41 598,80	167 292,53
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	167 292,53	0	167 292,53
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	2 441,79	2 441,79	0
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	0	0	0
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	16,14	16,14	0
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	8 003,75	8 003,75	0
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	21 910,37	21 910,37	0
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	9 000,02	9 000,02	0
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	0	0	0
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных	тыс.руб.	0	0	0

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт 2022 года		
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
	расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования				
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	98,82	98,82	0
2.12.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	127,91	127,91	0
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	444 002,21	444 002,21	0
3.1.	Топливо	тыс.руб.	407 432,62	407 432,62	0
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	407 138,71	407 138,71	0
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	5 677,23	5 677,23	0
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	71 714,27	71 714,27	0
3.1.4.	Затраты на мазут	тыс.руб.	293,91	293,91	0
3.1.5.	Цена топлива	руб/т	11 151,03	11 151,03	0
3.1.6.	Объем топлива	тыс.т	0,03	0,03	0
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	7 678,33	7 678,33	0
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	7 678,33	7 678,33	0
3.3.	Вода	тыс.руб.	28 891,26	28 891,26	0
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	28 891,26	28 891,26	0
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	1,77	1,77	0
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	32,93	32,93	0
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	877,46	877,46	0
4.	Прибыль на социальное развитие	тыс.руб.	395,30	395,30	0
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	0	0	0
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	4 312,07	4 312,07	0
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	0	0	0
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	0	0	0
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	712 897,31	545 604,78	167 292,53
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 309,15	944,45	-
10	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	1 553,59	-	-

* представлена информация за 2022г.(за 2023 г. информация отсутствует)

Основные показатели деятельности ООО «ЖилКомТеплоЭнерго» представлены в таблице 79.

Таблица 79. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - Всеволожский муниципальный район, Муринское (41612103); Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	57 211,14
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	54 364,83
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	25 169,42
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	4 068,62
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,19
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	5 312,16
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	9,46
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	561,6000
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	3 224,29
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	541,04
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	12 756,40
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	1 587,54
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 039,17
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	924,89

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	3 297,83
	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		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	512,10
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	2 846,31
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=886da044-aff7-4b67-b1d3-b5934942fc07
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	20,64
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	14,12
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	29,9298
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	28,4004
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	28,4004
11.1.1	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	0,0
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,0
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1,14
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1,14
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	2,75
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	152,90
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	158,0093
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	18,76
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,00
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

* представлена информация за 2022г.(за 2023 г. информация отсутствует)

Основные показатели деятельности ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ» представлены в таблице 80.

Таблица 80. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ГАЗКОМПЛЕКТ»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 г.	
			Общее (пр-во + передача)	Производство
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	8,74	8,24
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	752,86	709,38
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4 914,26	4 630,51
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	4 114,58	3 877,00
1.4.1.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	4 114,58	3 877,00
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	445,54	445,54
1.6.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	12,9	12,9
1.7.	Другие расходы, не относящиеся к не подконтрольным расходам	тыс.руб.	248,73	248,73
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	1 925,08	1 925,08
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.		
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.		
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.		
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.		
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 484,11	1 484,11
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	11 250,00	11 250,00
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.		
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.		
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.		
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	41 654,73	41 654,73
3.1.	Топливо	тыс.руб.	41 654,73	41 654,73
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	41 654,73	41 654,73
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	6 861,08	6 861,08
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	6 071,16	6 071,16
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	4 881,48	4 881,48
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	4 241,46	4 241,46

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 г.	
			Общее (пр-во + передача)	Производство
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал		
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	7,46	7,46
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	568,54	568,54
3.3.	Вода	тыс.руб.	325,01	325,01
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	325,01	325,01
4	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	1 508,12	1 508,12
5	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	1 508,12	1 508,12
6	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	73 325,28	73 325,28
7	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	1 696,80	1 696,80

Основные показатели деятельности ООО «ВТК» представлены в таблице 81.

Таблица 81. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «ВТК»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2022 г.	
			Общее (пр-во + передача)	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.		
1.1.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	197,40	197,40
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5 931,79	5 931,79
1.3.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	3 767,54	3 767,54
1.4.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	249,61	249,61
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		
2.1.	Арендная плата	тыс.руб.	5 457,68	5 457,68
2.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 876,82	1 876,82
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	87 990,34	87 990,34
4	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	965,90	965,90
5	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	108 274,27	108 274,27
6	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./Гкал без НДС	2 729,74	2 729,74
7	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	2 729,74	2 729,74

Основные показатели деятельности ООО «Новая Водная Ассоциация» представлены в таблице 82.

Таблица 82. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Новая Водная Ассоциация»*

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	4281,12	3324,89	956,23
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	21,70	21,70	
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	3637,59	2681,36	956,23
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	202,87	202,87	
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.			
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.			
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.			
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.			
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	257,94	257,94	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	161,02	161,02	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.			
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	510,19	510,19	
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	7,42	7,42	
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1098,55	809,77	288,78
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	8,36		
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.			
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.			
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача)	Производство	Передача
3.1.	Топливо	тыс.руб.	6219,62	6219,62	
3.1.1.	Затраты на газ	тыс.руб.	6219,62	6219,62	
3.1.2.	Цена топлива	руб/ т. куб.м.	8267,20	8267,20	
3.1.3.	Объем топлива	тыс. куб.м.	752,32	752,32	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	1961,73	1961,73	
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	1961,73	1961,73	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал			
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	11,22	11,22	
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	174,91	174,91	
3.3.	Вода	тыс.руб.	3362,76		3362,76
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	3362,76		3362,76
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал			
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	154,77		154,77
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	21,73		21,73
4.	Прибыль	тыс.руб.			
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.			
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	585,87		
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	718,34		
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	19241,18		
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	3160,92		
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб./Гкал	1 полугодие 2024 года – 2800 руб/Гкал; 2 полугодие 2024 года – 3000 руб./Гкал		

*на 2024г.

Основные показатели деятельности МБУ «ЦБС» представлены в таблице 83.

Таблица 83. Основные технико-экономические показатели деятельности МБУ «ЦБС»

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
1	Вид регулируемой деятельности	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	5 595,09
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	5 688,03
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	1 992,54
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	302,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,44
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.1.4	способ приобретения	х	
3.2.2	дизельное топливо	х	х
3.2.2.1	объем	тонны	1,00
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	47,42
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	
3.2.2.4	способ приобретения	х	
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	420,22
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	9,45
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	44,4470
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	34,01
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	2 262,83
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	476,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	913,13

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	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		отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	65,30
3.15.1	Материалы	тыс. руб.	65,30
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-92,94
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1,29
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0,79
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2,2170
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	1,8530
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,8760
11.1.1	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	0,8760
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,9770
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	5,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,34
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	2022
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	5,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	155,0000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	155,0000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	158,2800
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	20,05
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,14
21	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	
21.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	
21.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	

* представлена информация за 2022г.(за 2023 г. информация отсутствует)

Основные показатели деятельности ООО «Теплоэнерго» представлены в таблице 84

Таблица 84. Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Теплоэнерго»

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Утверждено ЛенРТК на 2023 год Общее (пр- во + передача)*	Производство	Передача
1	Операционные расходы	тыс.руб.	14746,92		14746,92
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	998,50		998,50
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	1569,36		1569,36
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4856,40		4856,40
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	1598,29		1598,29
1.5.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	-		
1.6.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	-		
1.7.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	-		
1.8.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	-		-
1.9.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	-		-
1.10.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	-		-
1.11.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	5724,37		5724,37
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	27494,17		27494,17
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	-		
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	2763,50		2763,50
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	-		
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	2303,58		2303,58
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	-		
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1270,97		1270,97
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	20370,50		20370,50
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	-		

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Утверждено ЛенРПК на 2023 год Общее (пр- во + передача)*	Производство	Передача
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	-		
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	-		
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	67,65		67,65
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	9896,73		9896,73
4.	Прибыль	тыс.руб.	270,59		270,59
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.			-
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	2112,05		2112,05
6.	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			-
7.	Корректировка НВВ	тыс.руб.	3154,23		3154,23
8.	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	57674,69		57674,69
9.	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб/Гкал без НДС	431,44		431,44
10.	Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)	руб/Гкал			-

* данные заполнены в целом по услуге на передачу, т.к. органом регулирования устанавливаются тарифы, действующие на территории нескольких муниципальных организаций (МО "Муринское городское поселение", МО "Новодевятикинское сельское поселение", МО "Бугровское сельское поселение")

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики утвержденных 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 3 лет

Потребители, необорудованные приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Тарифы на тепловую энергию для населения представлены в таблице 85. Тарифы на тепловую энергию для прочих потребителей представлены в таблице 86.

Таблица 85. Утвержденные тарифы на тепловую энергию для населения за 2020-2023 гг.

Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал							
		ООО «Петербургтеплоэнерго»	ООО «ЖилКомТеплоЭнерго»	ООО «ВТК»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	ООО «Энергия»	ПАО «Территориальная генерирующая компания №1» филиал Невский	ГУП «ТЭК СПб»
2020									
01.01.2020	30.06.2020	2 290,99	2 358,38	2 318,24	2 091,63	2 523,81	2 096,79	1 397,22	-
01.07.2020	31.12.2020	2 431,96	2 404,19	2 353,02	2 258,96	2 600,00	2 096,79	1 468,70	-
2021									
01.01.2021	30.06.2021	2 431,96	2 404,19	2 270,66	2 258,96	2 600,00	2 096,78	1 468,70	-
01.07.2021	31.12.2021	2 512,73	2 467,36	2 347,88	2 335,76	2 600,00	2 180,65	1 512,74	-
2022									
01.01.2022	30.06.2022	2 512,73	2 467,36	2 347,88	2 335,76	2 600,00	2 180,65	1 512,74	2 165,31
01.07.2022	30.11.2022	2 598,16	2 575,58	2 460,84	2 415,18	2 600,00	2 254,79	1 594,43	2 238,93
01.12.2022	31.12.2022	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75	2 485,21
2023									
01.01.2023	30.06.2023	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75	2 485,21
01.07.2023	31.12.2023	2 717,23	2 595,29	2 606,78	2 632,55	2 800,00	2 457,72	1 735,75	2 485,21

Таблица 86. Утвержденные тарифы на тепловую энергию для прочих потребителей за 2020-2023 гг.

Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Тариф на тепловую энергию для прочих потребителей (без НДС), руб./Гкал										Тариф на передачу т/э		
		ООО «Петербург-теплоэнерго»	ООО «ЖилКомТепло-Энерго»	ООО «ВТК»	ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»	ООО «Новая Водная Ассоциация»	МБУ «ЦБС»	ООО «Энергия»	ПАО «Территориальная генерирующая компания №1» филиал Невский	ГУП «ТЭК СПб»	АО «НПО «Поиск»	АО «Теплосеть Санкт-Петербурга»	ООО «Теплоэнерго»	ООО «ГАЗ-КОМПЛЕКТ»
2020														
01.01.2020	30.06.2020	1 933,59	1 965,32	1 931,87	-	2 356,56	3 094,01	1 747,32	1 223,92	1 745,09	1606,40	348,88	263,58/319,20	-
01.07.2020	31.12.2020	2 026,63	2 003,49	1 960,85	-	2 470,60	3 192,34	1 747,32	1 223,92	1 955,84	1663,14	353,61	263,58/323,77	-
2021														
01.01.2021	30.06.2021	2 026,63	2 003,49	1 892,22	-	2 470,60	3 192,34	1 747,32	1 223,92	1 858,09	1663,14	344,40	317,37/377,56	-
01.07.2021	31.12.2021	2 093,94	2 056,13	1 956,56	-	2 553,87	3 242,39	1 969,66	1 260,62	1 911,51	1818,94	344,40	328,16/390,86	-
2022														
01.01.2022	30.06.2022	2 093,94	2 056,13	1 956,56	-	2 553,87	3 000,27	1 969,66	1 260,62	1911,51	1818,94	344,40	328,16/390,86	-
01.07.2022	30.11.2022	2 206,28	2 146,32	2 050,70	-	2 744,18	3 004,97	2 014,49	1 370,61	2046,91	1996,06	359,42	500,79/594,85	-
01.12.2022	31.12.2022	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/476,72	590,93
2023														
01.01.2023	30.06.2023	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/476,72	590,93
01.07.2023	31.12.2023	2 264,36	2 162,74	2 606,78	1648,62	3 050,48	3 158,13	2 160,40	1 446,46	2 248,73	2149,69	372,45	399,59/476,72	590,93

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Структура затрат на производство и реализацию тепловой энергии для ТСО представлена в разделе 1.10.

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

В соответствии с приказом комитета по тарифам и ценовой политики Ленинградской области от 20 декабря 2022 №583-п «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» объектов капитального строительства заявителей при наличии технической возможности, в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, расположенных на территории МО «Муринское городское поселение» на 2023 год», определяется согласно приложению к постановлению, представленному в таблице 87.

Таблица 87. Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» объектов заявителей, тыс.руб/Гкал/ч

№ п/п	Наименование	Значение*, тыс.руб./Гкал/ч
Плата за подключение объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	51,92
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1), том числе:	15 216,23
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	15 216,23
2.2.1.	канальная прокладка	10 357,38
2.2.1.1	50-250 мм	10 357,38
2.2.2.	бесканальная прокладка	5 186,84
2.2.2.1	50-250 мм	5 186,84
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки (П2.2)	-
4	Налог на прибыль (Н)	18,96

*Плата указана без учета налога на добавленную стоимость

1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей при потреблении тепловой энергии, оказываемые ООО «Петербургтеплоэнерго» потребителям на территории Ленинградской области на 2022 год, представлена на рисунке 41.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей при отсутствии потребления тепловой энергии, оказываемые обществом с ограниченной ответственностью «Петербургртеплоэнерго» потребителям на территории Ленинградской области, на 2022 год

Период регулирования	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.
Для потребителей муниципальных образований «Толмачевское городское поселение» (от газовой котельной, расположенной по адресу: п.Толмачево, ул.Парк, 2-а), «Заклинское сельское поселение» (от газовой котельной, расположенной по адресу: д.Каменка, ул.Школьная, 6а), «Осьминское сельское поселение», «Ретюновское сельское поселение» Лужского муниципального района Ленинградской области, «Сосновское сельское поселение» Приозерского муниципального района Ленинградской области, «Муринское городское поселение», «Бугровское сельское поселение» (от газовой котельной, расположенной по адресу: п.Мурино, Охтинская аллея, стр.13) Всеволожского муниципального района Ленинградской области, «Приморское городское поселение» Выборгского муниципального района Ленинградской области, «Староладожское сельское поселение» Волховского муниципального района Ленинградской области	
с 07.09.2022 по 30.11.2022	266,96
с 01.12.2022 по 31.12.2022	272,83
с 01.01.2023 по 31.12.2023	272,83
с 01.01.2024 по 31.12.2024	241,23

Рисунок 41. Плата за услуги по поддержанию резервной мощности

1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

МО «Муринское городское поселение» не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

МО «Муринское городское поселение» не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского поселения

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К основным проблемам системы теплоснабжения следует отнести:

- недостаточная пропускная способность существующих трубопроводов тепломагистрали «Ново-Девяткино» (необходимость реконструкции с увеличением диаметра для подключения перспективных потребителей), а также ветхость некоторых участков тепловых сетей;
- отсутствие ГВС в д. Лаврики (источник - котельная МБУ «ЦБС»).

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Из комплекса существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования можно выделить следующее:

- в части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Перемычек, как правило, нет.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Согласно данным мониторинга жилищно-коммунального комплекса основными недостатками систем теплоснабжения городского поселения являются:

- отсутствие приборов учета тепловой энергии у потребителей;
- отсутствие резерва пропускной способности трубопроводов тепловой сети.

Некоторые участки тепловой сети, как на магистральных трубопроводах, так и на внутриквартальных, не имеют резерва пропускной способности, что не позволит обеспечить перспективных потребителей теплоносителем необходимых параметров.

1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Сведений о предписаниях надзорных органов по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлено.