



Схема теплоснабжения городского округа «город Махачкала» до 2035 года

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

Том 5

Часть 9. Надежность теплоснабжения

Часть 10. Технико-экономические показатели
теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Часть 12. Описание существующих технических и
технологических проблем в системах
теплоснабжения городского округа

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа «город Махачкала» на период до 2035 года. Утверждаемая часть	063.СТС.023.025.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «город Махачкала»	063.СТС.023.026.000.000.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения. Часть 2. Источники тепловой энергии	063.СТС.023.026.001.001.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 2. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии	063.СТС.023.026.001.002.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 3. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	063.СТС.023.026.001.003.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 4. Часть 7. Балансы теплоносителя. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	063.СТС.023.026.001.004.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Том 5. Часть 9. Надежность теплоснабжения. Часть 10. Техно-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа	063.СТС.023.026.001.005.
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	063.СТС.023.026.002.000.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа	063.СТС.023.026.003.000.
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	063.СТС.023.026.004.000.
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения городского округа «город Махачкала»	063.СТС.023.026.005.000.
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок И максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	063.СТС.023.026.006.000.
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	063.СТС.023.026.007.000.
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	063.СТС.023.026.008.000.

Наименование документа	Шифр
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	063.СТС.023.026.009.000.
Глава 10. Перспективные топливные балансы	063.СТС.023.026.010.000.
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	063.СТС.023.026.011.000.
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	063.СТС.023.026.012.000.
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа	063.СТС.023.026.013.000.
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	063.СТС.023.026.014.000.
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	063.СТС.023.026.015.000.
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	062.СТС.023.002.016.000.
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	062.СТС.023.002.017.000.
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в разработанной схеме теплоснабжения	062.СТС.023.002.018.000.
Глава 19. Исследование сценариев развития аварий в системах теплоснабжения при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения	062.СТС.023.002.019.000.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
1.10. Часть 9. Надежность теплоснабжения.....	12
1.10.1. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.....	12
1.10.2. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.....	12
1.10.2.1. Основные расчетные зависимости	13
1.10.2.2. Значения коэффициентов a , b , c	14
1.10.2.3. Расстояние между СЗ и место их расположения	19
1.10.3. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	20
1.10.4. Результаты оценки коэффициентов готовности к несению тепловой нагрузки	76
1.10.5. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	77
1.10.6. Анализ сценариев развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем	77
1.10.6.1. Моделирование аварийной ситуации с прекращением отпуска тепловой энергии котельной ДЭМ	78
1.10.6.2. Моделирование аварийной ситуации с прекращением отпуска тепловой энергии на Махачкалинской ТЭЦ.....	86
1.10.6.3. Моделирование аварийной ситуации при отказе элементов тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения.....	92
1.10.7. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	103

1.10.8. Частота отключений потребителей.....	103
1.10.9. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	103
1.10.10. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора.....	103
1.10.11. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	104
1.10.12. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения.....	104
1.11. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	105
1.11.1. Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии, показатели хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций	105
1.12. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	112
1.12.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.....	112
1.12.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	112
1.12.3. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	113
1.12.4. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	113

1.13. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	114
1.13.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	114
1.13.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	123
1.13.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	123
1.13.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	123
1.13.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	123
1.13.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	124

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.10.1. Значения коэффициентов а, b, с.....	14
Таблица 1.10.2. Расстояние между СЗ и место их расположения.....	19
Таблица 1.10.3. Расчетная интенсивность отказа согласно приказу №212 Минэнерго России.....	22
Таблица 1.10.4. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до ул. Буйнакского, 62	26
Таблица 1.10.5. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до пр-т. Насрутдинова, 30А	32
Таблица 1.10.6. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до ул. Ушакова, 2/1	37
Таблица 1.10.7. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от Котельная Пиковая до пр-т. Шамяля, 31	43
Таблица 1.10.8. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до пр-т. Шамяля, 43	48
Таблица 1.10.9. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до ул. Гайдара, 27	52
Таблица 1.10.10. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до пр-т. Гамидова, 7А	57
Таблица 1.10.11. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной "БПК" до ул. Космодемьянской, 46А.....	61
Таблица 1.10.12. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной Тимирязева, 15А до ул. Гагарина, 13Д	65
Таблица 1.10.13. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной Мира, 13 до ул. Абубакарова, 115А	69
Таблица 1.10.14. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной 4-ЮЗМР до Геотерм	73
Таблица 1.10.15. Усредненные показатели коэффициентов готовности	76
Таблица 1.10.16. Средний суммарный недоотпуск теплоты.....	77
Таблица 1.11.1.1. Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии в зоне деятельности теплоснабжающих организаций (с НДС).....	105

Таблица 1.11.1.2. Техничко-экономические показатели в зоне деятельности теплоснабжающих организаций (с НДС).....	108
Таблица 1.12.1.1. Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности теплоснабжающих организаций (без НДС), руб./Гкал	112
Таблица 1.12.1.2. Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности теплоснабжающих организаций, тыс. Гкал	112
Таблица 1.13.1. Перечень основных технологических и организационных проблем в системе централизованного теплоснабжения г. о. «город Махачкала».....	120

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.10.1. Расчетная интенсивность (1/км*ч) по формуле из приказа №212 Минэнерго России.....	23
Рисунок 1.10.2. Расчетная интенсивность (1/км*ч) по скорректированной формуле из приказа №212 Минэнерго России	24
Рисунок 1.10.3. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №1).....	25
Рисунок 1.10.4. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №1 от Махачкалинской ТЭЦ.....	30
Рисунок 1.10.5. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №3).....	31
Рисунок 1.10.6. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №3 от Махачкалинской ТЭЦ.....	35
Рисунок 1.10.7. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №2).....	36
Рисунок 1.10.8. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №2 от Махачкалинской ТЭЦ.....	41
Рисунок 1.10.9. Путь от котельной Пиковая до наиболее удаленного потребителя пр-т. Шамяля, 31	42
Рисунок 1.10.10. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Пиковая до пр-т. Шамяля, 31	46

Рисунок 1.10.11. Путь от котельной ДЭМ до наиболее удаленного потребителя пр-т. Шамиля, 43	47
Рисунок 1.10.12. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до пр-т. Шамиля, 43.....	50
Рисунок 1.10.13. Путь от котельной ДЭМ до наиболее удаленного потребителя ул. Гайдара, 27	51
Рисунок 1.10.14. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до ул. Гайдара, 27	55
Рисунок 1.10.15. Путь от котельной ДЭМ до наиболее удаленного потребителя пр-т. Гамидова, 7А	56
Рисунок 1.10.16. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до пр-т. Гамидова, 7А.....	59
Рисунок 1.10.17. Путь от котельной БПК до наиболее удаленного потребителя ул. Космодемьянской, 46А	60
Рисунок 1.10.18. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной БПК до ул. Космодемьянской, 46А	63
Рисунок 1.10.19. Путь от котельной Тимирязева, 15А до наиболее удаленного потребителя ул. Гагарина, 13Д.....	64
Рисунок 1.10.20. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Тимирязева, 15А до ул. Гагарина, 13Д.....	67
Рисунок 1.10.21. Путь от котельной Мира, 13 до наиболее удаленного потребителя ул. Абубакарова, 115А	68
Рисунок 1.10.22. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Мира, 13 до ул. Абубакарова, 115А.....	71
Рисунок 1.10.23. Путь от котельной 4-ЮЗМР до наиболее удаленного потребителя Геотерм	72
Рисунок 1.10.24. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной 4-ЮЗМР до Геотерм	75
Рисунок 1.10.25. Текущая зона котельной ДЭМ	79
Рисунок 1.10.26. Перемычка по ул. Гамидова, 13	80
Рисунок 1.10.27. Перемычка по ул. Ирчи Казака, 14	80

Рисунок 1.10.28. Зона ДЭМ с распределенная на новые источники	81
Рисунок 1.10.29. Путь пьезометрического графика через перемычку по ул. Гамидова, 13.....	82
Рисунок 1.10.30. Пьезометрический график через перемычку по ул. Гамидова, 13	83
Рисунок 1.10.31. Путь пьезометрического графика через перемычку по ул. Ирчи Казака, 14.....	84
Рисунок 1.10.32. Пьезометрический график через перемычку по ул. Ирчи Казака, 14	85
Рисунок 1.10.33. Перемычка между котельной Пиковая и МТЭЦ.....	86
Рисунок 1.10.34. Новая зона теплоснабжения котельной Пиковая при аварийном подключении части потребителей ТЭЦ	87
Рисунок 1.10.35. Путь пьезометрического графика от котельной Пиковая	88
Рисунок 1.10.36. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Общий.....	89
Рисунок 1.10.37. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Часть 1 из 2....	90
Рисунок 1.10.38. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Часть 2 из 2....	91
Рисунок 1.10.39. Участок 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А	92
Рисунок 1.10.40. Резервирующий участок 2Ду150 расположенный вдоль дома по адресу пр-т. Шамиля, д.73А	93
Рисунок 1.10.41. Потребители, запитанные от участка 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А.....	94
Рисунок 1.10.42. Путь пьезометрического графика по участку 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А	95
Рисунок 1.10.43. Пьезометрический график по участку 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А.....	96
Рисунок 1.10.44. Отключение участка 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А.....	97
Рисунок 1.10.45. Потребители, переключенные на резервирующий участок 2Ду150 расположенный вдоль дома по адресу пр-т. Шамиля, д.73А.....	98

Рисунок 1.10.46. Путь пьезометрического графика по участку от пр-т. Шамяля, д.73А до пр-т. Гамидова, 55.....	99
Рисунок 1.10.47. Пьезометрический график по участку от пр-т. Шамяля, д.73А до пр-т. Гамидова, 55	100
Рисунок 1.10.48. Путь пьезометрического графика по участку от пр-т. Шамяля, д.73А до пр-т. Гамидова, 61А.....	101
Рисунок 1.10.49. Пьезометрический график по участку от пр-т. Шамяля, д.73А до пр-т. Гамидова, 61А.....	102
Рисунок 1.13.50. Сопоставление фактического температурного режима отпуска тепла с утвержденным температурным графиком ООО «Дагестанэнерго».....	118
Рисунок 1.13.51. Фрагмент СЦТ от МТЭЦ с выделением тепломагистралей, исчерпавших свою пропускную способность	119

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

1.10. Часть 9. Надежность теплоснабжения

Целью количественной оценки способности действующих и проектируемых тепловых сетей обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя является обоснование необходимости выполнения мероприятий, обеспечивающих надежное теплоснабжение потребителей тепловой энергией, а также проверка эффективности реализации этих мероприятий.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения города. Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности согласно методическим указаниям по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Вероятность безотказной работы рассчитывается для всех магистральных и распределительных трубопроводов.

Вероятность безотказной работы рассчитывается для всех участков по представленным в исходных данных при условии отсутствия вероятности разрыва двух участков в составе пути одновременно.

1.10.1. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Статистика отказов (повреждений) участков тепловых сетей (аварийных ситуаций), а также времени восстановления теплоснабжения после повреждений в магистральных и распределительных тепловых сетях и оценка недоотпуска тепловой энергии на отопление, теплоснабжающими организациями, осуществляющими централизованное теплоснабжение в городском округе «город Махачкала» не ведется.

1.10.2. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Статистика восстановлений тепловых сетей ничем не отличается от статистики

повреждений сетей, т.к. устранение дефектов в период эксплуатации сетей производится немедленно при выявлении повреждений. При этом восстановительные работы продолжаются до полного устранения повреждения и подачи теплоносителя. Время устранения повреждения зависит от объема ремонтно-восстановительных работ и возможности оперативного отключения поврежденного участка. Продолжительность работ в целом зависит от необходимости проведения земляных работ, получения согласований и разрешений, от времени опорожнения поврежденного участка для подготовки рабочего места.

Восстановление сетей напрямую зависит от объемов финансирования и планирования своевременного выполнения ремонтно-восстановительных работ на сетях. Достаточность финансирования ремонтно-восстановительных работ является немаловажным фактором в поддержании сетевого хозяйства в исправном состоянии.

Время восстановления повреждений на тепловых сетях не превышает нормы восстановления теплоснабжения, определенные в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» и в «Правилах предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденных Постановлением от 06.05.2011 г. № 354.

1.10.2.1. Основные расчетные зависимости

Интенсивность отказов элементов тепловых сетей (ТС)

а) интенсивность отказов участка ТС:

$$\lambda_i = \lambda_T \cdot (0,1 \cdot \tau_i^{\text{пэ}})^{\alpha_i - 1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

где $\lambda_T = 5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}(\text{км} \cdot \text{ч})$ – среднее значение интенсивности отказов 1 км теплопровода;

$\tau_i^{\text{пэ}}$ – продолжительность (период) эксплуатации i-ого участка ТС, лет;

α_i – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации $\tau_i^{\text{пэ}}$ i-го участка ТС:

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau_i^{\text{пэ}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau_i^{\text{пэ}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_i^{\text{пэ}}}{20}\right)} & \text{при } \tau_i^{\text{пэ}} > 17 \end{cases} \quad (2)$$

б) интенсивность отказов ЗРА:

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

где $\lambda_{\text{зра}}$ – среднее значение интенсивности отказов ЗРА, 1/ч.

Параметр потока отказов элементов ТС:

а) параметр потока отказов участка ТС:

$$\omega_i = \lambda_i \cdot L_i, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}). \quad (3)$$

где L_i - длина i -ого участка ТС, км;

б) параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_i = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (4)$$

Среднее время до восстановления элементов ТС

а) среднее время до восстановления участка ТС k -ого диаметра:

$$z_k^p = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d_k^{1,2}], \text{ ч} \quad (5)$$

где a, b, c - коэффициенты, учитывающие способ прокладки теплопровода;

$L_{\text{сз}}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

d_k – k -й диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c , учитывающих способ прокладки теплопровода, приведены в таблице 1.10.1.

1.10.2.2. Значения коэффициентов a, b, c .

Таблица 1.10.1. Значения коэффициентов a, b, c

Способ прокладки теплопровода	Значения коэффициентов*		
	a	b	c
в канале (без канала)	6	0.5	0,0015

В зависимости от диаметра теплопровода, значения расстояний между СЗ ($L_{\text{сз}}$) должно соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) [2]:

$$L_{\text{сз}} = \begin{cases} 1000 \text{ м если } d_k \leq 0,4 \text{ м} \\ 1500 \text{ м если } 0,4 < d_k < 0,6 \text{ м} \\ 3000 \text{ м если } 0,6 \leq d_k < 0,9 \text{ м} \\ 5000 \text{ м если } d_k \geq 0,9 \text{ м} \end{cases}$$

б) среднее время до восстановления ЗРА:

Время до восстановления ЗРА k -ого диаметра принимается равным времени восстановления теплопровода того же диаметра, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода (одного и того же диаметра) при их восстановлении требуют сопоставимых временных затрат. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по выражению (5).

Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu_i = \frac{1}{z_k^p}, 1/\text{ч} \quad (6)$$

Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\lambda_i}{\mu_i} \right)^{-1} \quad (7)$$

Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-ого элемента:

$$p_f = \frac{\lambda_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (8)$$

Коэффициент готовности системы к теплоснабжению j-ого потребителя:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \notin j} p_f \cdot \frac{\tau_{от} - \tau_{н,j,f}}{\tau_{от}} \quad (9)$$

где $\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$\tau_{н,j,f}$ – продолжительность действия низких температур наружного воздуха $t_{j,f}^H$ (ниже расчетной температуры наружного воздуха t^{HP}) в течение отопительного периода, при которой время восстановления отказавшего f-ого элемента становится равным времени снижения температуры воздуха в здании j-ого потребителя до минимально допустимого значения, ч.

Если температура наружного воздуха ($t_{j,f}^H$) оказывается равной или выше $+8^\circ\text{C}$ (начало отопительного сезона), отказы данного f-ого элемента нарушают расчетный уровень теплоснабжения j-ого потребителя в течение всего отопительного сезона ($\tau_{н,j,f} = \tau_{от}$), то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен нулю.

Если $t_{j,f}^H$ оказывается ниже или равной t^{HP} , отказы f-го элемента в течение всего отопительного сезона не влияют на теплоснабжение j-го потребителя ($\tau_{н,j,f} = 0$), то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен 1.

Если $t^{HP} < t_{j,f}^H < +8^\circ\text{C}$ и $0 < \tau_{н,j,f} < \tau_{от}$, то при расчете K_j , коэффициент при p_f равен $\frac{\tau_{от} - \tau_{н,j,f}}{\tau_{от}}$.

Т.е. продолжительность действия температур наружного воздуха ($\tau_{н,j,f}$), определяется при выполнении следующих условий (в соответствии с рекомендациями [6]):

$$\tau_{н,j,f} = \begin{cases} 0 & \text{при } t_{j,f}^H \leq t^{HP} \\ 0 < \tau_{н,j,f} < \tau_{от} & \text{при } t^{HP} < t_{j,f}^H < +8^\circ\text{C} \\ \tau_{от} & \text{при } t_{j,f}^H \geq +8^\circ\text{C} \end{cases}$$

где $t_{j,f}^H$ – температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$;

t^{HP} – расчетная температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$.

Численное значение продолжительности действия температур наружного воздуха $\tau_{н,j,f}$ при условии $t^{HP} < t_{j,f}^H < +8\text{ }^{\circ}\text{C}$ определяется в соответствии с требованиями СП 131.13330.2011.

Время снижения температуры воздуха в здании потребителя до минимально допустимого значения

Время снижения температуры воздуха в здании j-ого потребителя до минимально допустимого значения определяется при отказах элементов ТС в периоды действия температур наружного воздуха равных и ниже расчетной:

$$z_{j,f} = \beta_j \cdot \ln \left(\frac{t_j^B - t_{j,f}^H - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})}{t_{j,min}^B - t_{j,f}^H - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})} \right), \text{ ч} \quad (10)$$

где β_j , – коэффициент тепловой аккумуляции здания, ч;

t_j^B – температура воздуха в здании j-го потребителя, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{j,min}^B$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j-го потребителя, $^{\circ}\text{C}$;

t_j^{BP} – расчетная температура воздуха в здании j-го потребителя, $^{\circ}\text{C}$;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_{j,0}}$ – относительная подача теплоты j-му потребителю при отказе f-го элемента ТС, отн. ед.;

$q_{j,0}$ – расчетная подача теплоты j-му потребителю при t^{HP} , Гкал/ч.

$q_{j,f}$ – подача теплоты j-му потребителю при отказе f-го элемента ТС:

$$q_{j,f} = g_{j,f} \cdot (\tau_{1p} - \tau_{2p}) \cdot 10^{-3} \text{ Гкал/ч;} \quad (11)$$

где $g_{j,f}$ – расход теплоносителя j-м потребителем при отказе f-го элемента ТС, т/ч;

τ_{1p} и τ_{2p} – расчетные температуры сетевой воды, $^{\circ}\text{C}$.

Численные значения коэффициента тепловой аккумуляции здания (β_j) для различных типов зданий принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000 [3].

Численные значения расчетной температуры воздуха в зданиях потребителей (t_j^{BP}) принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10 [12].

Численные значения минимально допустимых температур воздуха в зданиях потребителей ($t_{j,min}^B$), принимаются в соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 (п. 4.2) [2].

Вероятность безотказного теплоснабжения j-ого потребителя в течение отопительного периода:

$$P_j = e^{-\left(\sum_f \omega_f \cdot (\tau_{от} - z_{j,f}) \cdot e^{-\left(\frac{z_{j,f}}{z_{k,f}^p}\right)}\right)} \quad (12)$$

Средний суммарный недоотпуск теплоты j-ому потребителю в течение отопительного периода:

$$Q_j^- = \left(g_{0j} - \sum_{f=0} p_f g_{f,j}\right) \cdot (\tau_{1p} - \tau_{2p}) \cdot \frac{t_j^{bp} - t_{ср.от}^H}{t_j^{bp} - t_{нр}^H} \cdot \tau_{от} \cdot 10^{-3}, \frac{\text{Гкал}}{\text{от. период}} \quad (13)$$

где g_{0j} – расчетный расход теплоносителя j-м потребителем, т/ч;

$t_{ср.от}^H$ – среднее значение температуры наружного воздуха в отопительном периоде, °С.

Допущения, принятые в расчете:

Численные значения ПН определяются для отопительной нагрузки потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС.

В расчете принято:

- Распределение потока отказов в ТС простое пуассоновское.
- Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как в действующих ТС вероятность одновременного возникновения двух отказов на три - четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа.
- Исправное состояние ТС и состояние отказа участка ТС описываются графом состояний, в котором переход ТС из исправного состояния в состояние отказа происходит при отказе одного любого элемента ТС. При расчете показателей надежности обратный перевод ТС из состояния отказа в исправное состояние не производится.
- При восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят.
- При анализе последствий отказов в ТС, считается возможным перевод в состояние отказа любого элемента ТС, путем его отключения.
- Надежность тепловой сети оценивается по характеристикам надежности ее элементов. С этой целью вычисляются вероятностные меры возможных состояний ТС с определением количества тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях и учетом временного резерва на восстановление теплоснабжения потребителей.
- Функциональным отказом ТС считается снижение температуры воздуха в здании потребителя (t^B), ниже минимально допустимого значения, нормированного СП 131.13330.2011.

– Для каждого обобщенного потребителя электронной модели схемы теплоснабжения, коэффициент тепловой аккумуляции устанавливается, с учетом теплоаккумулирующих характеристик и категоричности зданий.

– Определение вероятности состояний ТС производится для временного сечения отопительного периода, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха ($t^{нр}$).

– За расчетный период принимается продолжительность отопительного периода ($\tau_{от}$).

– Среднее значение интенсивности отказов 1 км одного (подающего или обратного) теплопровода λ_T , принимается равным $5,7 \cdot 10^{-6}$, 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Среднее значение интенсивности отказов одного элемента запорно-регулирующей арматуры (одной задвижки) $\lambda_{зpa}$, принимается равным $2,28 \cdot 10^{-7}$, 1/ч или 0,002 1/год, а распределение потока отказов простым пуассоновским.

– Для расчета времени восстановления оборудования ТС используется зависимость (5).

– Распределение потока отказов участка ТС подчиняется закону Вейбула. Расчет интенсивности отказов участков ТС, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле (1). Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

– Расстояние между СЗ в электронной модели схемы теплоснабжения проверяется с помощью топологического анализа их расположения на участках ТС. В ходе анализа проверяется выполнение следующих условий:

- на участках ТС одного диаметра и отсутствии ответвлений, расстояние между СЗ должно быть не более того значения, которое указано в таблице 1.10.2;
- на участках ТС с теплопроводами одного диаметра и наличии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за каждым ответвлением. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое указано в таблице 1.10.2;

- на участках ТС с разными диаметрами теплопроводов и отсутствии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за местом изменения диаметра теплопровода. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое соответствует расстоянию между СЗ меньшего диаметра (таблица 1.10.2);

- на участках ТС с разными диаметрами теплопроводов и наличии ответвлений, СЗ условно располагаются непосредственно за каждым ответвлением на теплопроводе меньшего диаметра. При этом, расстояние до ближайшей СЗ должно быть не более того значения, которое соответствует расстоянию между СЗ меньшего диаметра (таблица 1.10.2).

1.10.2.3. Расстояние между СЗ и место их расположения

Таблица 1.10.2. Расстояние между СЗ и место их расположения

Диаметр теплопровода	Расстояние между СЗ на участке ТС и место их расположения			
	диаметр теплопровода не изменяется		диаметр теплопровода изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
м	м	м	м	м
до 0,4	1000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	Непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество СЗ и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий.

1.10.3. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется в соответствии с РД-7-ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности» по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. Устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- λ_0 -средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;

- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;

- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-t \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{\lambda_c t} \quad (14)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке:

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n \text{ [1/час]}, \quad (15)$$

где:

L_i - протяженность каждого участка, [км].

Таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Отключений потребителей от источников тепла городского округа за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, не происходило.

Вероятности безотказной работы на конец расчетного периода рассчитаны при помощи электронной модели системы теплоснабжения. По результатам расчетов были предложены перекладки тепловых сетей, которые позволяют достичь требуемой надежности системы теплоснабжения ($ВБР > 0,9$, согласно СП 124.13330.2012) относительно каждой тепловой камеры.

Предложения по перекладке сетей для достижения нормативного уровня надежности приведены в Главе 8.

Расчеты вероятности безотказной работы тепловых сетей от источников тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей приведены в Таблицах 1.10.2 – 1.10.12.

Интенсивность отказа участка

Расчетная интенсивность отказа участка является отношением количества аварий на участке за весь срок его эксплуатации к длине и сроку эксплуатации данного участка (1/км*ч).

Если следовать расчету, указанному в Приказе Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» то, при отсутствии данных о расчетной интенсивности отказа участка в качестве исходных данных и отсутствии данных для ее определения, расчетную интенсивность отказа участка следует определять исходя из начальной интенсивности отказа $\lambda_T = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч), по формуле:

$$\lambda_i = \lambda_T \cdot (0,1 \cdot \tau_i^{\text{пэ}})^{\alpha_i - 1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (16)$$

где $\lambda_T = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) – среднее значение интенсивности отказов 1 км теплопровода;

$\tau_i^{\text{пэ}}$ – продолжительность (период) эксплуатации i-ого участка ТС, лет;

α_i – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации $\tau_i^{\text{пэ}}$ i-го участка ТС:

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau_i^{\text{пэ}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau_i^{\text{пэ}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau_i^{\text{пэ}}}{20}\right)} & \text{при } \tau_i^{\text{пэ}} > 17 \end{cases} \quad (17)$$

б) интенсивность отказов ЗРА:

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

где $\lambda_{\text{зра}}$ – среднее значение интенсивности отказов ЗРА, 1/ч.

Следуя из вышеперечисленных формул, коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации, для участков со сроком эксплуатации более 17 лет, определяется по экспоненциальной формуле. Ниже приведена таблица, в которой рассчитан коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации, а также расчетная интенсивность отказов для участков с разным сроком эксплуатации.

Таблица 1.10.3. Расчетная интенсивность отказа согласно приказу №212 Минэнерго России

Срок эксплуатации, лет	Год прокладки	Коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации	Расчетная интенсивность 1/(км*ч)	Расчетная интенсивность 1/(км* год)
5	2020	0,64	7,31E-06	0,06
10	2015	0,82	5,70E-06	0,05

15	2010	1,06	5,84E-06	0,05
20	2005	1,36	7,31E-06	0,06
25	2000	1,75	1,13E-05	0,10
30	1995	2,24	2,23E-05	0,19
35	1990	2,88	5,99E-05	0,51
40	1985	3,69	2,39E-04	2,05
45	1980	4,74	1,59E-03	13,67
50	1975	6,09	2,06E-02	177,42
55	1970	7,82	6,40E-01	5503,27
60	1965	10,04	6,20E+01	5,33E+05
65	1960	12,90	2,66E+04	2,29E+08
70	1955	16,56	8,01E+07	6,89E+11
75	1950	21,26	3,06E+12	2,63E+16

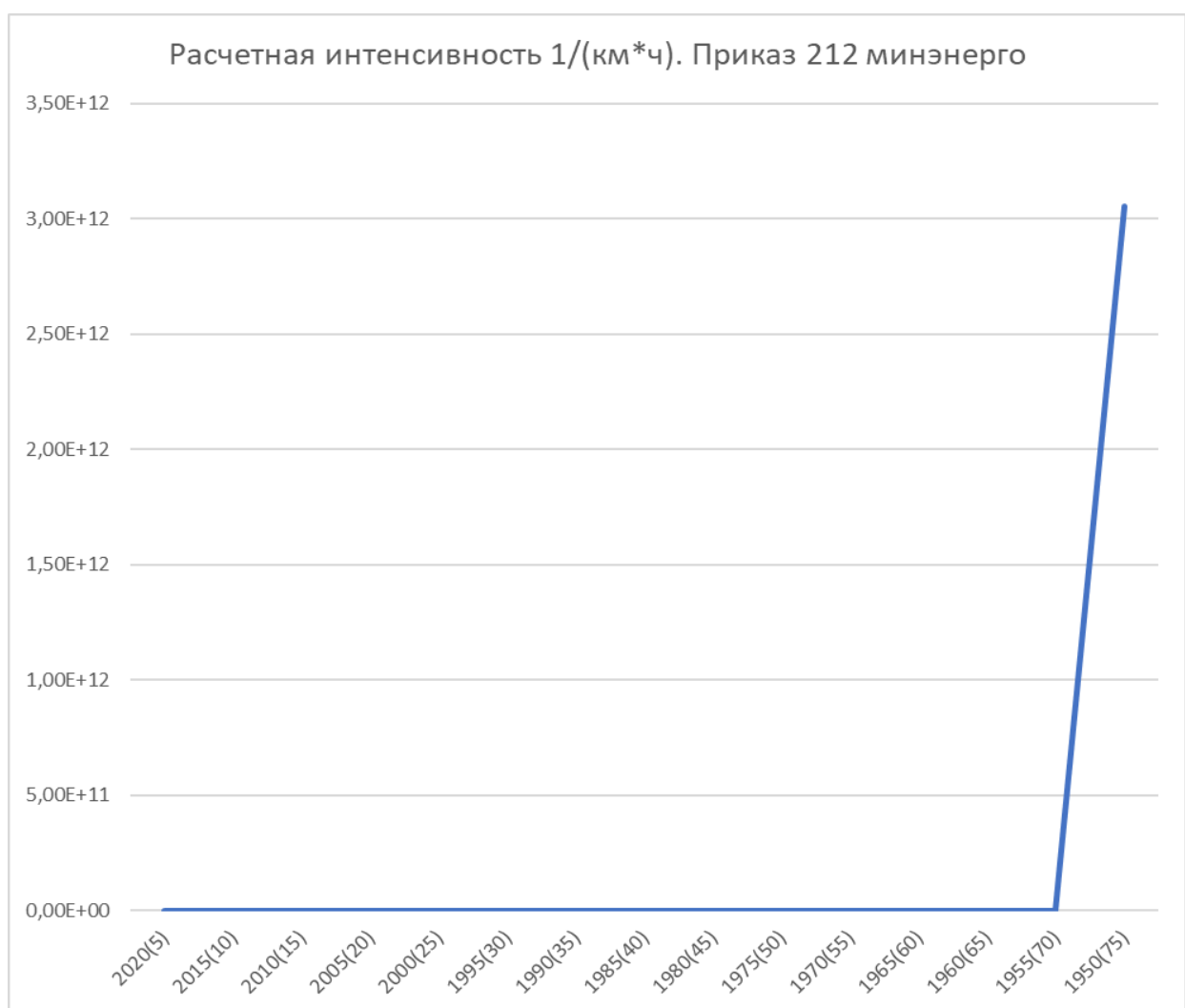


Рисунок 1.10.1. Расчетная интенсивность (1/км*ч) по формуле из приказа №212 Минэнерго России

В таблице видно, что участок со сроком эксплуатации 55 лет имеет расчетную интенсивность отказов 5503,27 (1/(км* год)). Фактически это значит, что на данном участке, если он будет иметь длину 1 км, произойдет 5503,27 аварий. Что не может

являться подходящей величиной для расчета вероятности отказа и вероятности безотказной работы. Расчетный модуль «ZuluThermo» не имеет возможности провести расчет надежности при подобных показателях расчетной интенсивности отказов.

В связи с этим, для расчета надежности расчетная интенсивность отказа была рассчитана по формуле:

$$\lambda_i = 2,25 \cdot 10^{-6} \cdot \exp^{9,30^{-2} \cdot \tau_i^{пз}}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (18)$$

Коэффициенты $2,25 \cdot 10^{-6}$ и $9,30^{-2}$ были подобраны таким образом, что для участка сроком эксплуатации 70 лет и длиной 1 км, расчетная интенсивность отказов составит 13,0 (1/км*год).

На рисунке 11.3.2 показана зависимость расчетной интенсивности отказа, рассчитанная по вышеупомянутой формуле от срока эксплуатации участка.



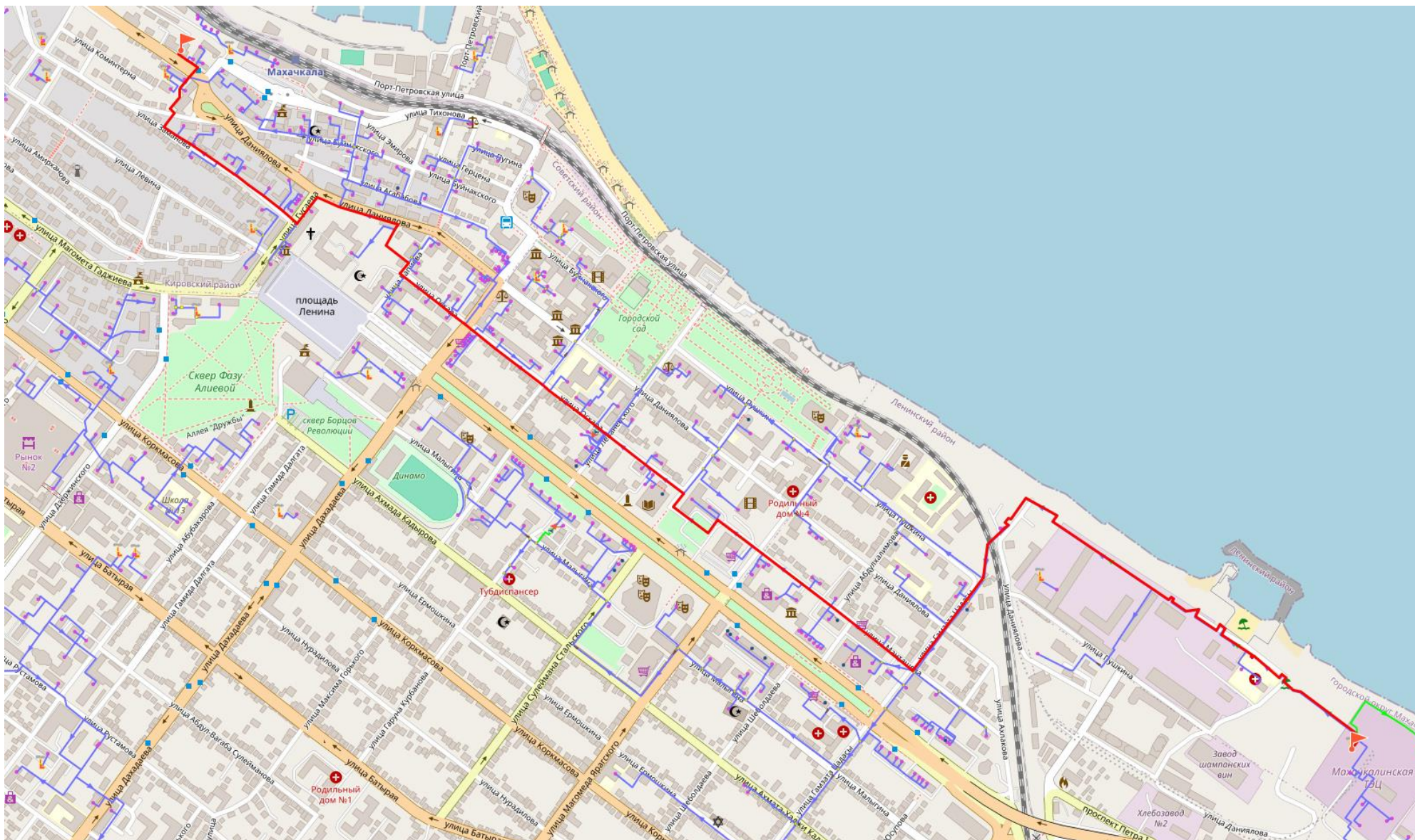


Рисунок 1.10.3. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №1)

Таблица 1.10.4. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до ул. Буйнакского, 62

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Махачкалинская ТЭЦ	TKs - 6119	0,806	31,7	1960	Надземная	-	1,90E-03	49,73	6,02E-05	6,02E-05	0,998
2	TKs - 6119	TKs - 23	0,806	2,1	2030	Надземная	-	2,80E-06	49,73	0,00E+00	6,02E-05	0,998
3	TKs - 23	TKs - 6114	0,618	6,0	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	0,00E+00	6,02E-05	0,998
4	TKs - 6114	TKs - 1104	0,518	1001,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	28,06	2,80E-06	6,30E-05	0,998
5	TKs - 1104	TKs - 8450	0,414	114,2	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,64E-04	2,27E-04	0,995
6	TKs - 8450	TKs - 1131	0,414	53,6	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	7,70E-05	3,04E-04	0,994
7	TKs - 1131	TKs - 1164	0,414	65,9	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	9,47E-05	3,99E-04	0,993
8	TKs - 1164	TKs - 1680	0,414	114,6	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,65E-04	5,63E-04	0,990
9	TKs - 1680	TKs - 1184	0,414	77,7	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,12E-04	6,75E-04	0,989
10	TKs - 1184	TKs - 1188	0,414	131,4	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,89E-04	8,64E-04	0,986
11	TKs - 1188	TKs - 1198	0,414	55,5	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	7,97E-05	9,44E-04	0,985
12	TKs - 1198	TKs - 1206	0,414	17,3	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	2,49E-05	9,68E-04	0,984
13	TKs - 1206	TKs - 1760	0,414	97,6	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,40E-04	1,11E-03	0,982
14	TKs - 1760	TKs - 1768	0,414	26,8	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	3,85E-05	1,15E-03	0,982
15	TKs - 1768	TKs - 1772	0,414	86,5	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	1,24E-04	1,27E-03	0,980

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
16	TKs - 1772	TKs - 1774	0,414	154,5	1963	Надземная	-	1,44E-03	21,18	2,22E-04	1,49E-03	0,977
17	TKs - 1774	TKs - 1292	0,414	96,4	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	8,70E-05	1,58E-03	0,975
18	TKs - 1292	TKs - 1892	0,414	116,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	1,05E-04	1,69E-03	0,974
19	TKs - 1892	TKs - 1910	0,414	48,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	4,41E-05	1,73E-03	0,973
20	TKs - 1910	TKs - 1920	0,414	76,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	6,86E-05	1,80E-03	0,972
21	TKs - 1920	TKs - 1924	0,414	18,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	1,70E-05	1,82E-03	0,972
22	TKs - 1924	TKs - 1934	0,414	118,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	1,07E-04	1,92E-03	0,970
23	TKs - 1934	TKs - 1942	0,414	55,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	4,96E-05	1,97E-03	0,970
24	TKs - 1942	TKs - 1949	0,414	22,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	2,06E-05	1,99E-03	0,969
25	TKs - 1949	TKs - 1951	0,414	35,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	3,22E-05	2,02E-03	0,969
26	TKs - 1951	TKs - 1479	0,414	24,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	2,19E-05	2,05E-03	0,969
27	TKs - 1479	TKs - 1480	0,414	29,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	2,63E-05	2,07E-03	0,968
28	TKs - 1480	TKs - 1499	0,414	66,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,18	5,98E-05	2,13E-03	0,967
29	TKs - 1499	TKs - 8096	0,414	10,1	1977	Надземная	-	3,91E-04	21,18	3,90E-06	2,14E-03	0,967
30	TKs - 8096	TKs - 1485	0,315	26,7	1977	Надземная	-	3,91E-04	17,62	1,04E-05	2,15E-03	0,967
31	TKs - 1485	TKs - 1508	0,315	93,0	1977	Надземная	-	3,91E-04	17,62	3,63E-05	2,18E-03	0,967

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
32	TKs - 1508	TKs - 1525	0,315	135,8	1977	Надземная	-	3,91E-04	17,62	5,31E-05	2,24E-03	0,966
33	TKs - 1525	TKs - 1607	0,315	78,6	1977	Надземная	-	3,91E-04	17,62	3,07E-05	2,27E-03	0,966
34	TKs - 1607	TKs - 1609	0,315	35,8	1977	Надземная	-	3,91E-04	17,62	1,40E-05	2,28E-03	0,966
35	TKs - 1609	TKs - 1613	0,207	37,2	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,92	1,10E-05	2,29E-03	0,966
36	TKs - 1613	TKs - 1615	0,207	10,7	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,92	3,20E-06	2,29E-03	0,966
37	TKs - 1615	TKs - 1617	0,207	39,1	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,92	1,16E-05	2,31E-03	0,965
38	TKs - 1617	3As - 1365	0,207	37,4	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,75	1,10E-05	2,32E-03	0,965
39	3As - 1365	TKs - 8103	0,207	31,0	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,93	9,20E-06	2,33E-03	0,965
40	TKs - 8103	TKs - 1366	0,207	4,4	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,93	1,30E-06	2,33E-03	0,965
41	TKs - 1366	TKs - 1378	0,207	42,0	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,93	1,24E-05	2,34E-03	0,965
42	TKs - 1378	TKs - 1394	0,207	65,5	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,93	1,94E-05	2,36E-03	0,965
43	TKs - 1394	TKs - 1404	0,207	30,6	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,93	9,00E-06	2,37E-03	0,965
44	TKs - 1404	3As - 1412	0,207	36,4	1980	Надземная	-	2,96E-04	11,83	1,08E-05	2,38E-03	0,965
45	3As - 1412	TKs - 1413	0,207	92,3	1980	Надземная	-	2,96E-04	12,00	2,73E-05	2,41E-03	0,965
46	TKs - 1413	TKs - 1423	0,207	27,2	1980	Надземная	-	2,96E-04	12,00	8,10E-06	2,41E-03	0,965
47	TKs - 1423	TKs - 1429	0,082	33,0	1980	Надземная	-	2,96E-04	5,93	9,70E-06	2,42E-03	0,965

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
48	TKs - 1429	3As - 1431	0,051	7,7	1980	Надземная	-	2,96E-04	4,61	2,30E-06	2,43E-03	0,965
49	3As - 1431	TKs - 1433	0,051	12,0	1980	Надземная	-	2,96E-04	4,62	3,50E-06	2,43E-03	0,965
50	TKs - 1433	3As - 1437	0,051	22,8	1980	Надземная	-	2,96E-04	4,61	6,70E-06	2,44E-03	0,964
51	3As - 1437	Буйнакского ул.д.62	0,051	5,8	1980	Надземная	-	2,96E-04	4,62	1,70E-06	2,44E-03	0,964

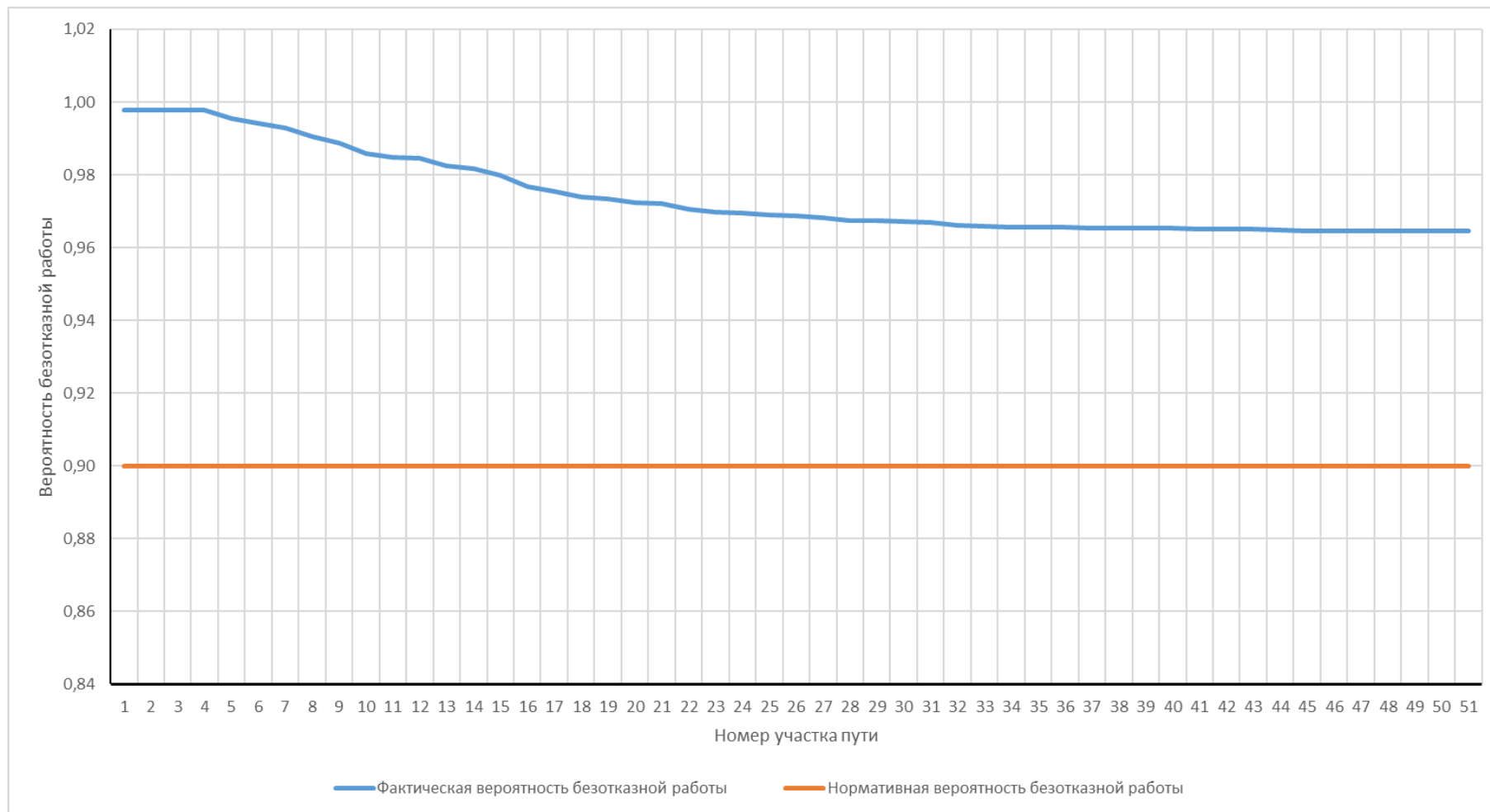


Рисунок 1.10.4. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №1 от Махачкалинской ТЭЦ

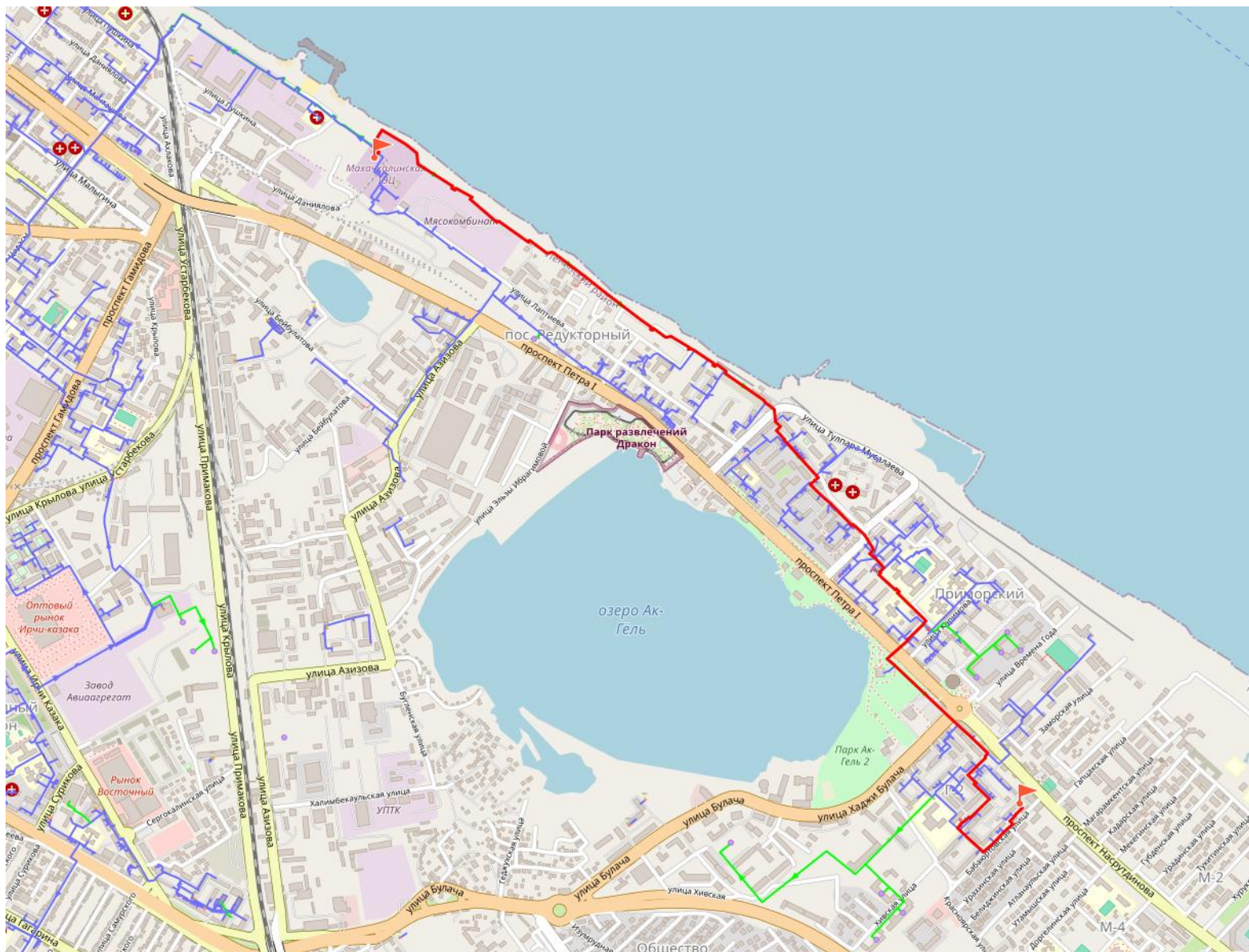


Рисунок 1.10.5. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №3)

Таблица 1.10.5. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до пр-т. Насрутдинова, 30А

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Махачкалинская ТЭЦ	TKs - 6119	0,806	31,7	1960	Надземная	-	1,90E-03	49,73	6,02E-05	6,02E-05	0,998
2	TKs - 6119	TKs - 23	0,806	2,1	2030	Надземная	-	2,80E-06	49,73	0,00E+00	6,02E-05	0,998
3	TKs - 23	TKs - 177	0,618	259,3	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	7,00E-07	6,09E-05	0,998
4	TKs - 177	TKs - 317	0,618	484,1	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	1,40E-06	6,23E-05	0,998
5	TKs - 317	TKs - 336	0,618	56,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	2,00E-07	6,25E-05	0,998
6	TKs - 336	TKs - 342	0,618	84,4	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	2,00E-07	6,27E-05	0,998
7	TKs - 342	TKs - 454	0,618	184,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	5,00E-07	6,32E-05	0,998
8	TKs - 454	TKs - 7910	0,618	80,9	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	33,24	2,00E-07	6,34E-05	0,998
9	TKs - 7910	TKs - 469	0,618	85,1	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	2,00E-07	6,36E-05	0,998
10	TKs - 469	3As - 6911	0,618	3,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	28,47	0,00E+00	6,36E-05	0,998
11	3As - 6911	TKs - 537	0,618	161,9	2030	Надземная	-	2,80E-06	28,47	5,00E-07	6,41E-05	0,998
12	TKs - 537	TKs - 565	0,618	31,8	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	1,00E-07	6,42E-05	0,998
13	TKs - 565	TKs - 567	0,618	12,3	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	0,00E+00	6,42E-05	0,998
14	TKs - 567	TKs - 569	0,618	56,4	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	2,00E-07	6,44E-05	0,998
15	TKs - 569	TKs - 590	0,618	43,3	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	1,00E-07	6,45E-05	0,998
16	TKs - 590	TKs - 646	0,618	105,3	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	3,00E-07	6,48E-05	0,998
17	TKs - 646	TKs - 700	0,618	159,7	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	5,00E-07	6,53E-05	0,998
18	TKs - 700	TKs - 775	0,618	68,2	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	2,00E-07	6,55E-05	0,998
19	TKs - 775	TKs - 8055	0,618	2,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	0,00E+00	6,55E-05	0,998
20	TKs - 8055	TKs - 815	0,618	266,2	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	8,00E-07	6,63E-05	0,998

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
21	TKs - 815	TKs - 829	0,618	73,4	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	2,00E-07	6,65E-05	0,998
22	TKs - 829	TKs - 8061	0,618	3,7	2030	Надземная	-	2,80E-06	32,29	0,00E+00	6,65E-05	0,998
23	TKs - 8061	TKs - 847	0,618	123,1	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	32,29	3,00E-07	6,68E-05	0,998
24	TKs - 847	TKs - 852	0,618	304,1	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	32,29	9,00E-07	6,77E-05	0,998
25	TKs - 852	TKs - 8186	0,618	63,9	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	32,29	2,00E-07	6,79E-05	0,998
26	TKs - 8186	TKs - 930	0,618	76,9	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	32,29	2,00E-07	6,81E-05	0,998
27	TKs - 930	3As - 931	0,414	6,6	2030	Надземная	-	2,80E-06	24,01	0,00E+00	6,81E-05	0,998
28	3As - 931	НС ЦТП-3	0,414	327,9	2030	Подземная бесканальная	-	2,80E-06	23,40	9,00E-07	6,90E-05	0,998
29	НС ЦТП-3	ЦТП-3	0,315	18,9	1970	Подземная бесканальная	-	7,49E-04	18,10	1,41E-05	8,31E-05	0,998
30	ЦТП-3	TKs - 997	0,259	21,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,70	1,63E-05	9,94E-05	0,997
31	TKs - 997	TKs - 999	0,259	11,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,70	8,80E-06	1,08E-04	0,997
32	TKs - 999	TKs - 1002	0,259	18,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,70	1,41E-05	1,22E-04	0,997
33	TKs - 1002	TKs - 1006	0,207	7,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	12,04	5,30E-06	1,28E-04	0,997
34	TKs - 1006	TKs - 13950	0,207	71,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	12,04	5,35E-05	1,81E-04	0,997
35	TKs - 13950	TKs - 1039	0,150	63,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,05	4,79E-05	2,29E-04	0,996
36	TKs - 1039	TKs - 1043	0,150	48,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,05	3,63E-05	2,65E-04	0,996
37	TKs - 1043	TKs - 1047	0,150	77,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,05	5,80E-05	3,23E-04	0,996
38	TKs - 1047	3As - 1051	0,100	13,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,75	9,80E-06	3,33E-04	0,996
39	3As - 1051	TKs - 1011	0,100	30,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,74	2,31E-05	3,56E-04	0,996

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
40	TKs - 1011	Насрутдинова пр-т д.30А	0,110	15,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	7,21	1,16E-05	3,68E-04	0,995

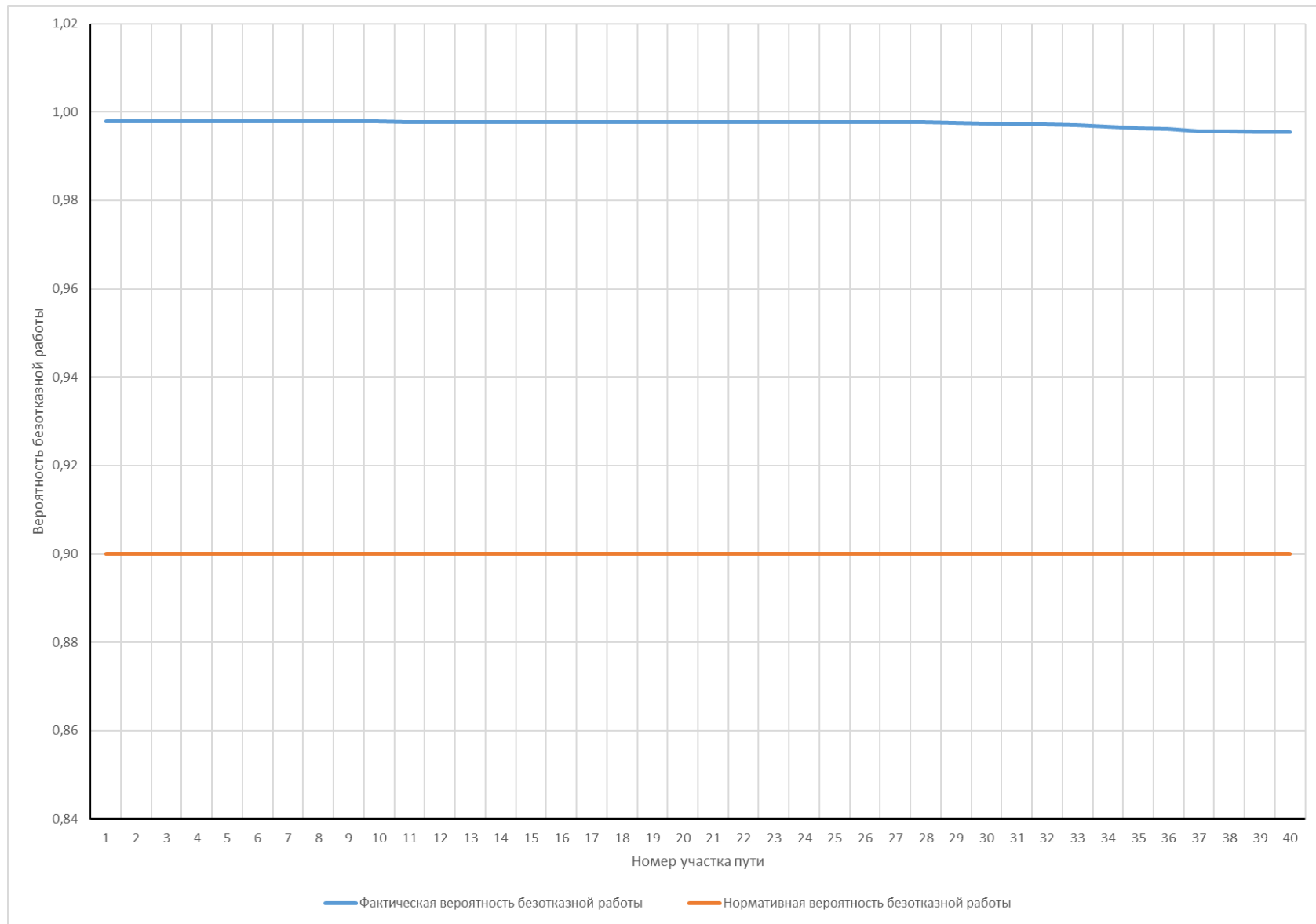


Рисунок 1.10.6. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №3 от Махачкалинской ТЭЦ

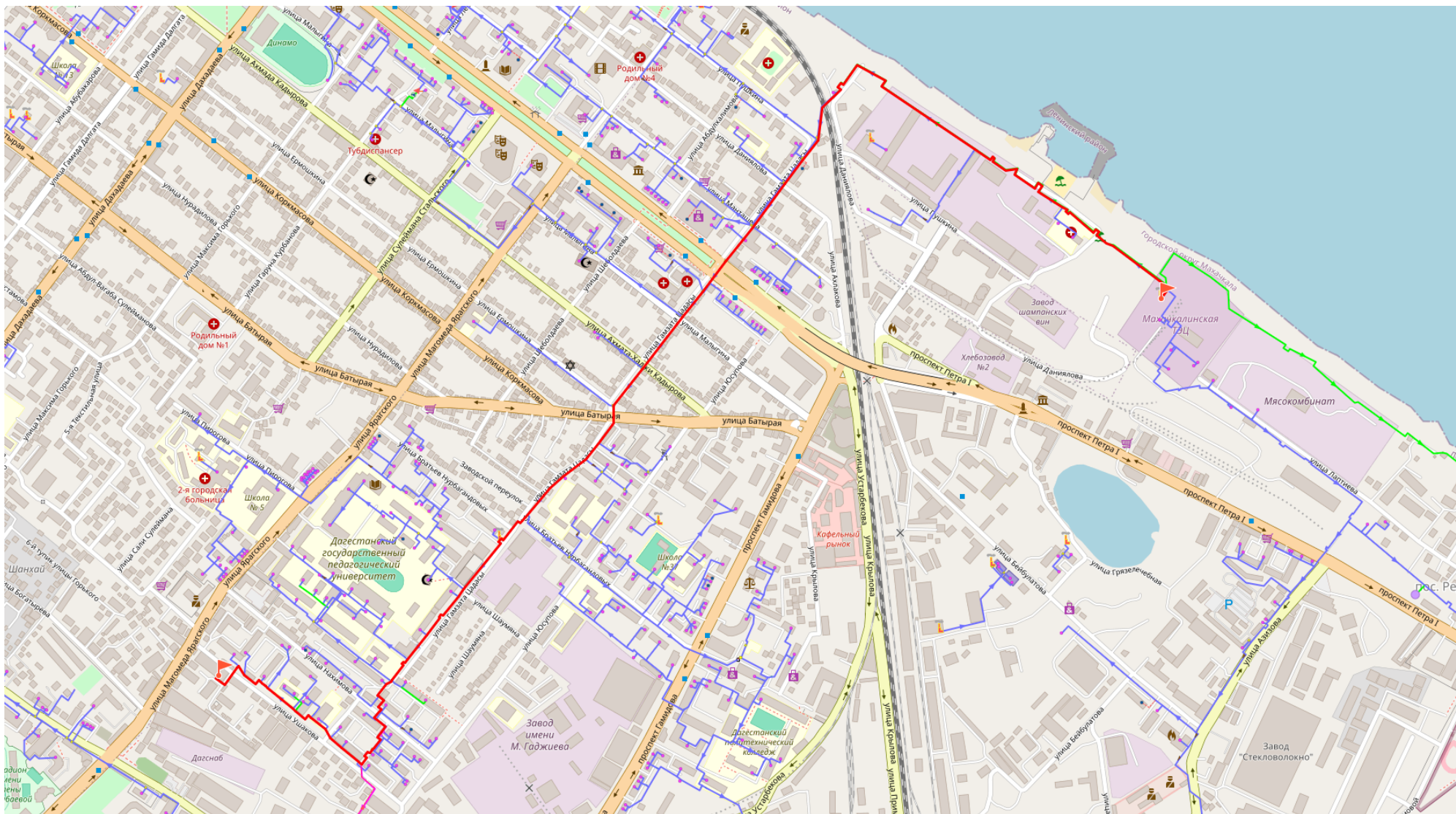


Рисунок 1.10.7. Путь от Махачкалинской ТЭЦ до наиболее удаленного потребителя (тепломагистраль №2)

Таблица 1.10.6. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от МТЭЦ до ул. Ушакова, 2/1

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Махачкалинская ТЭЦ	TKs - 6119	0,806	31,7	1960	Надземная	-	1,90E-03	49,73	6,02E-05	6,02E-05	0,998
2	TKs - 6119	TKs - 23	0,806	2,1	2030	Надземная	-	2,80E-06	49,73	0,00E+00	6,02E-05	0,998
3	TKs - 23	TKs - 6114	0,618	6,0	2030	Надземная	-	2,80E-06	33,24	0,00E+00	6,02E-05	0,998
4	TKs - 6114	TKs - 1069	0,518	299,8	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	4,31E-04	4,91E-04	0,989
5	TKs - 1069	TKs - 1087	0,518	286,9	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	4,12E-04	9,03E-04	0,981
6	TKs - 1087	TKs - 1128	0,518	529,6	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	7,61E-04	1,66E-03	0,967
7	TKs - 1128	TKs - 1133	0,518	54,0	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	7,76E-05	1,74E-03	0,965
8	TKs - 1133	TKs - 1166	0,518	63,5	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	9,12E-05	1,83E-03	0,963
9	TKs - 1166	TKs - 1681	0,518	115,0	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	1,65E-04	2,00E-03	0,960
10	TKs - 1681	TKs - 1707	0,518	34,2	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	4,92E-05	2,05E-03	0,959
11	TKs - 1707	TKs - 1711	0,518	60,0	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	8,63E-05	2,13E-03	0,958
12	TKs - 1711	TKs - 1713	0,518	81,2	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	1,17E-04	2,25E-03	0,955
13	TKs - 1713	TKs - 4769	0,518	70,9	1963	Надземная	-	1,44E-03	28,06	1,02E-04	2,35E-03	0,953
14	TKs - 4769	TKs - 2233	0,518	19,0	1967	Надземная	-	9,90E-04	28,06	1,88E-05	2,37E-03	0,953
15	TKs - 2233	TKs - 2235	0,518	119,4	1967	Надземная	-	9,90E-04	28,06	1,18E-04	2,49E-03	0,951

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленный итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
16	TKs - 2235	TKs - 2264	0,414	102,8	1967	Надземная	-	9,90E-04	21,93	1,02E-04	2,59E-03	0,949
17	TKs - 2264	TKs - 2284	0,414	88,0	1967	Надземная	-	9,90E-04	21,93	8,71E-05	2,68E-03	0,948
18	TKs - 2284	TKs - 2305	0,414	46,3	1967	Надземная	-	9,90E-04	21,93	4,58E-05	2,72E-03	0,947
19	TKs - 2305	TKs - 2341	0,414	60,7	1967	Надземная	-	9,90E-04	21,93	6,01E-05	2,78E-03	0,947
20	TKs - 2341	TKs - 2346	0,414	113,0	1967	Надземная	-	9,90E-04	21,93	1,12E-04	2,90E-03	0,945
21	TKs - 2346	TKs - 2528	0,414	229,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	2,07E-04	3,10E-03	0,942
22	TKs - 2528	TKs - 2534	0,414	19,4	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	1,75E-05	3,12E-03	0,942
23	TKs - 2534	TKs - 2576	0,414	113,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	1,03E-04	3,22E-03	0,940
24	TKs - 2576	TKs - 2588	0,414	66,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	5,97E-05	3,28E-03	0,939
25	TKs - 2588	TKs - 2592	0,414	64,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	5,83E-05	3,34E-03	0,938
26	TKs - 2592	TKs - 2631	0,414	3,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	3,20E-06	3,34E-03	0,938
27	TKs - 2631	TKs - 2655	0,414	10,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	9,70E-06	3,35E-03	0,938
28	TKs - 2655	TKs - 2661	0,414	35,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	3,16E-05	3,39E-03	0,938
29	TKs - 2661	TKs - 2751	0,414	42,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,93	3,87E-05	3,42E-03	0,937
30	TKs - 2751	3As - 6694	0,414	109,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	21,82	9,88E-05	3,52E-03	0,936
31	3As - 6694	TKs - 7994	0,414	4,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	23,92	4,30E-06	3,53E-03	0,936

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленный в итоге, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
32	TKs - 7994	TKs - 8129	0,414	8,1	1968	Надземная	-	9,02E-04	23,92	7,30E-06	3,53E-03	0,936
33	TKs - 8129	TKs - 2819	0,414	42,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	23,92	3,79E-05	3,57E-03	0,935
34	TKs - 2819	3As - 2821	0,207	3,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,87	2,40E-06	3,57E-03	0,935
35	3As - 2821	TKs - 2823	0,207	5,1	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	4,20E-06	3,58E-03	0,935
36	TKs - 2823	TKs - 2827	0,207	47,5	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	3,90E-05	3,62E-03	0,935
37	TKs - 2827	TKs - 2833	0,207	32,0	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	2,63E-05	3,64E-03	0,934
38	TKs - 2833	TKs - 2837	0,207	21,9	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	1,80E-05	3,66E-03	0,934
39	TKs - 2837	TKs - 2843	0,207	39,3	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	3,23E-05	3,69E-03	0,934
40	TKs - 2843	TKs - 2517	0,207	45,4	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	3,74E-05	3,73E-03	0,934
41	TKs - 2517	TKs - 2521	0,207	7,3	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	6,00E-06	3,74E-03	0,934
42	TKs - 2521	TKs - 2699	0,207	71,2	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	5,85E-05	3,80E-03	0,933
43	TKs - 2699	TKs - 2707	0,207	5,9	1969	Надземная	-	8,22E-04	11,88	4,90E-06	3,80E-03	0,933
44	TKs - 2707	3As - 2709	0,150	8,0	1969	Надземная	-	8,22E-04	9,12	6,60E-06	3,81E-03	0,933
45	3As - 2709	TKs - 2711	0,150	5,4	1969	Надземная	-	8,22E-04	9,12	4,40E-06	3,81E-03	0,933
46	TKs - 2711	TKs - 2717	0,150	47,5	1969	Надземная	-	8,22E-04	9,13	3,90E-05	3,85E-03	0,933
47	TKs - 2717	TKs - 2731	0,100	22,6	1969	Надземная	-	8,22E-04	6,72	1,85E-05	3,87E-03	0,933

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
48	TKs - 2731	3As - 2733	0,100	5,1	1969	Надземная	-	8,22E-04	6,72	4,20E-06	3,87E-03	0,933
49	3As - 2733	Ушакова ул.д.2/1	0,082	75,8	2030	Надземная	-	2,80E-06	5,92	2,00E-07	3,87E-03	0,933

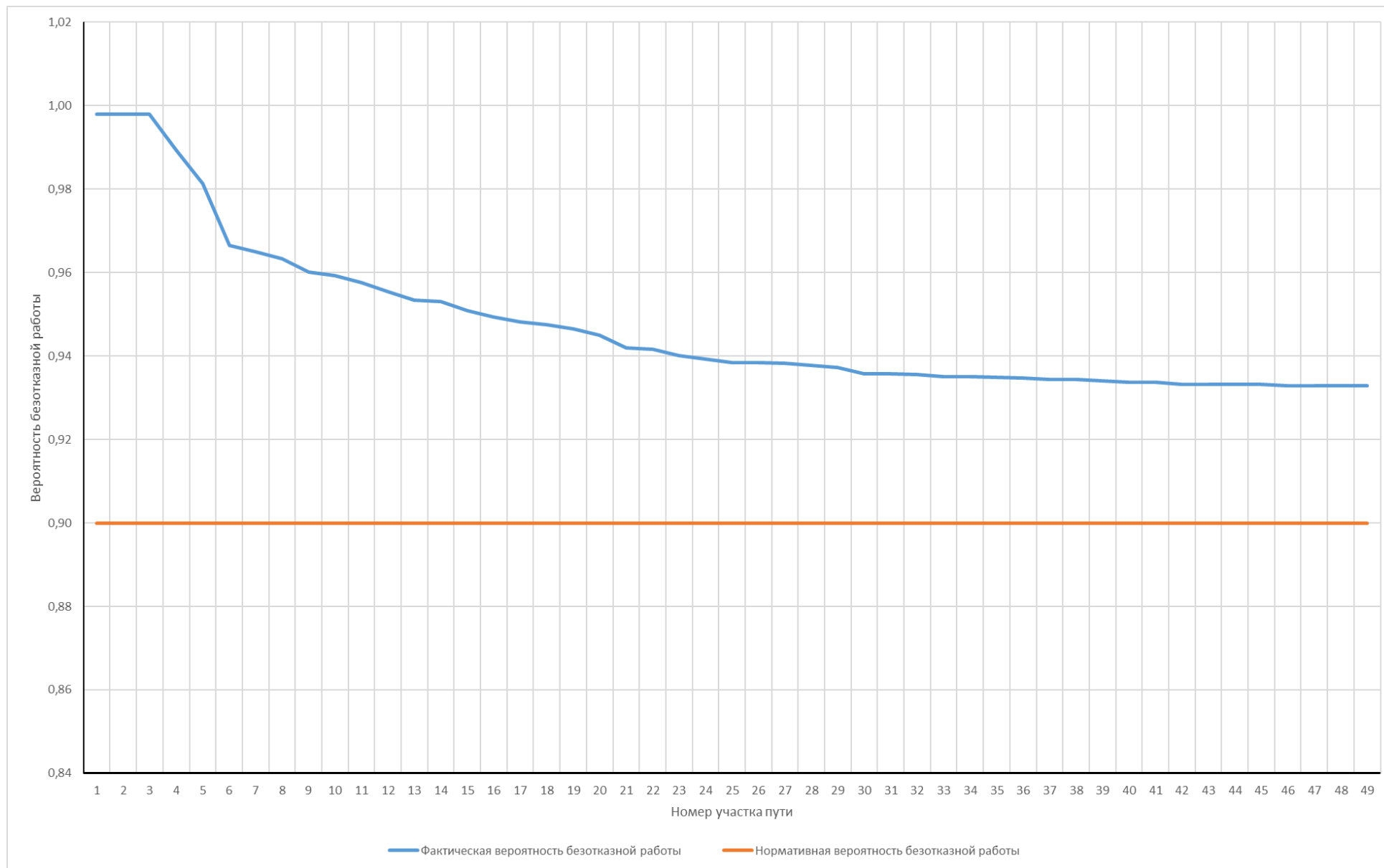


Рисунок 1.10.8. Вероятность безотказной работы тепловых сетей тепломагистрали №2 от Махачкалинской ТЭЦ

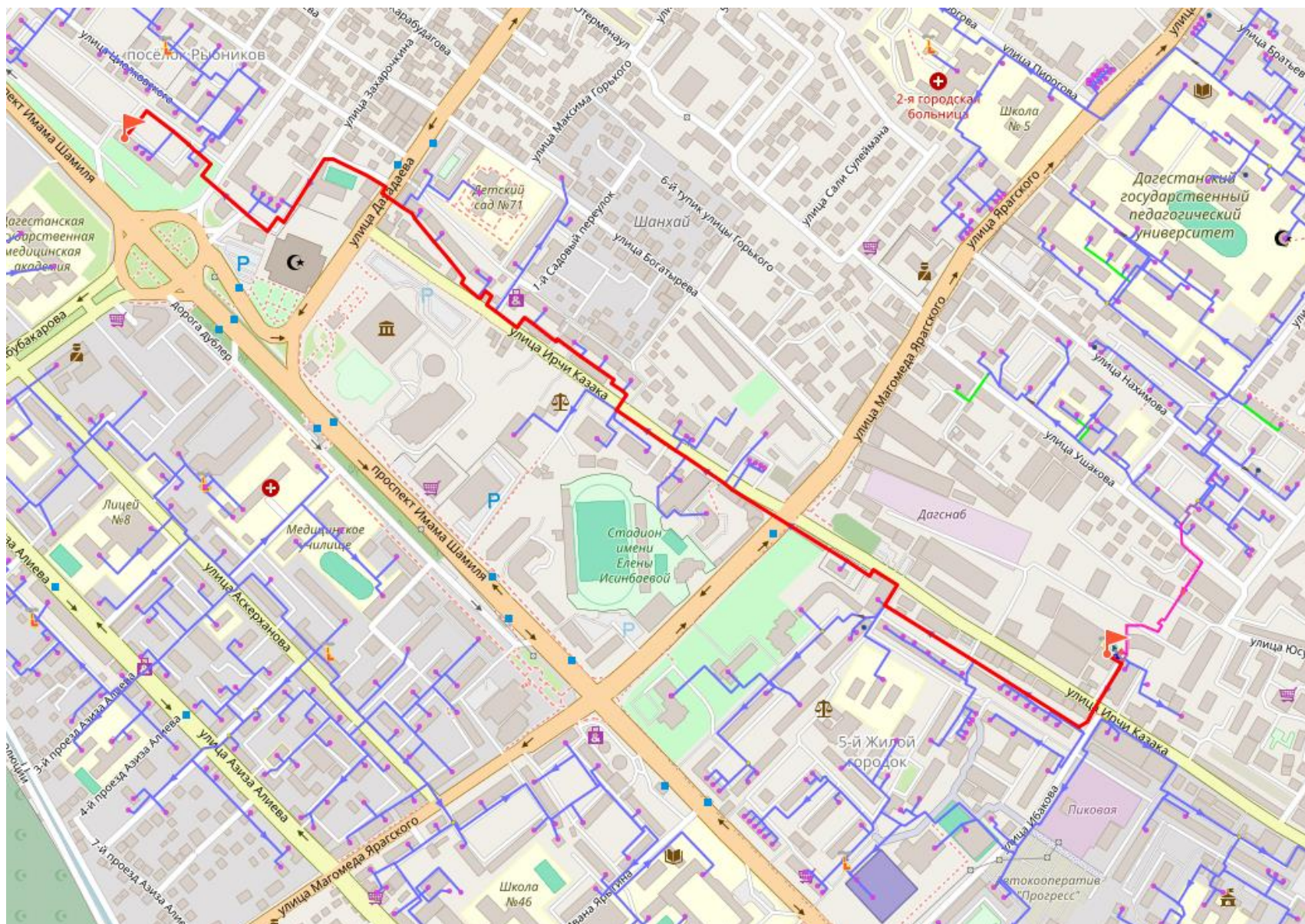


Рисунок 1.10.9. Путь от котельной Пиковая до наиболее удаленного потребителя пр-т. Шамиля, 31

Таблица 1.10.7. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от Котельная Пиковая до пр-т. Шамиля, 31

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная Пиковая	Узел переключения МТЭЦ-Пиковая	0,315	23,9	1969	Надземная	-	8,22E-04	18,09	1,97E-05	1,97E-05	1,000
2	Узел переключения МТЭЦ-Пиковая	ЗAs - 2785	0,414	7,3	1969	Надземная	-	8,22E-04	24,01	6,00E-06	2,57E-05	1,000
3	ЗAs - 2785	TKs - 3144	0,414	69,9	1969	Надземная	-	8,22E-04	23,89	5,75E-05	8,32E-05	0,998
4	TKs - 3144	TKs - 3148	0,518	29,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	2,69E-05	1,10E-04	0,997
5	TKs - 3148	TKs - 2873	0,518	171,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,55E-04	2,65E-04	0,993
6	TKs - 2873	TKs - 2876	0,518	145,1	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,31E-04	3,96E-04	0,990
7	TKs - 2876	TKs - 2893	0,518	119,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,08E-04	5,04E-04	0,987
8	TKs - 2893	TKs - 2922	0,518	187,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,69E-04	6,73E-04	0,982
9	TKs - 2922	TKs - 2926	0,518	12,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,13E-05	6,85E-04	0,982
10	TKs - 2926	TKs - 2932	0,518	66,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	5,98E-05	7,44E-04	0,980
11	TKs - 2932	TKs - 2940	0,518	16,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	1,49E-05	7,59E-04	0,980
12	TKs - 2940	TKs - 2958	0,518	98,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,43	8,92E-05	8,48E-04	0,978
13	TKs - 2958	TKs - 2966	0,259	32,7	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	1,28E-05	8,61E-04	0,977
14	TKs - 2966	TKs - 2972	0,259	51,1	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	2,00E-05	8,81E-04	0,977

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
15	TKs - 2972	TKs - 2984	0,259	28,5	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	1,11E-05	8,92E-04	0,977
16	TKs - 2984	TKs - 2989	0,259	84,2	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	3,29E-05	9,25E-04	0,977
17	TKs - 2989	TKs - 4787	0,259	70,0	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	2,74E-05	9,53E-04	0,976
18	TKs - 4787	TKs - 3037	0,259	57,5	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	2,25E-05	9,75E-04	0,976
19	TKs - 3037	TKs - 3043	0,259	71,7	1977	Надземная	-	3,91E-04	14,51	2,80E-05	1,00E-03	0,976
20	TKs - 3043	TKs - 8329	0,207	32,3	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	1,26E-05	1,02E-03	0,975
21	TKs - 8329	TKs - 3016	0,207	40,3	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	1,57E-05	1,03E-03	0,975
22	TKs - 3016	TKs - 3021	0,207	25,5	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	1,00E-05	1,04E-03	0,975
23	TKs - 3021	TKs - 3054	0,207	220,2	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	8,60E-05	1,13E-03	0,974
24	TKs - 3054	TKs - 3062	0,207	93,7	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	3,66E-05	1,16E-03	0,974
25	TKs - 3062	TKs - 3075	0,207	126,5	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	4,94E-05	1,21E-03	0,973
26	TKs - 3075	TKs - 3080	0,207	8,6	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	3,30E-06	1,22E-03	0,973
27	TKs - 3080	TKs - 3082	0,207	12,1	1977	Надземная	-	3,91E-04	11,64	4,70E-06	1,22E-03	0,973
28	TKs - 3082	TKs - 3084	0,150	26,7	1977	Надземная	-	3,91E-04	9,14	1,04E-05	1,23E-03	0,973
29	TKs - 3084	3As - 3086	0,051	55,8	1977	Надземная	-	3,91E-04	4,61	2,18E-05	1,25E-03	0,973

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
30	3As - 3086	Шамяля пр-т д.31	0,051	41,6	1977	Надземная	-	3,91E-04	4,62	1,63E-05	1,27E-03	0,973

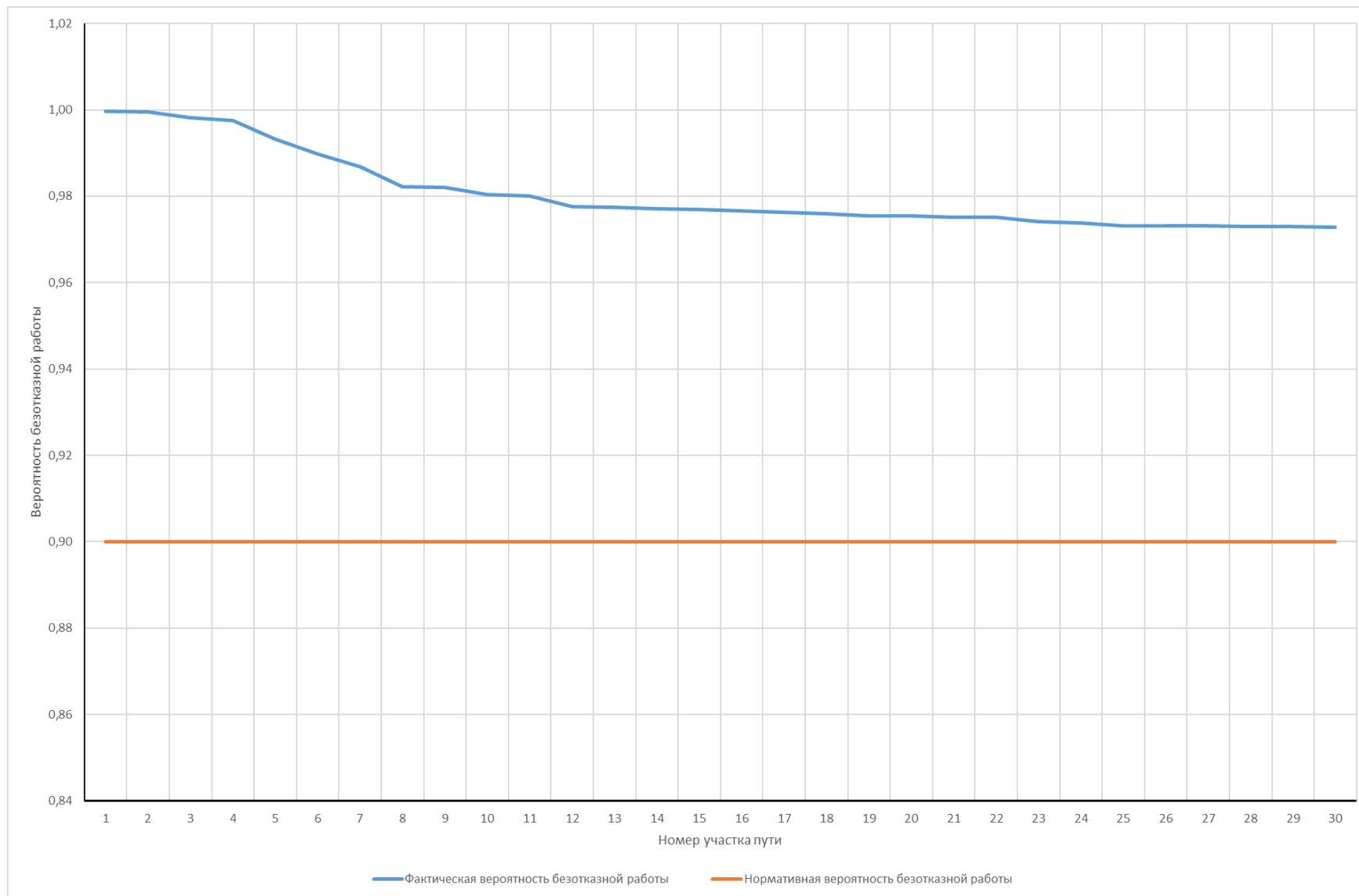


Рисунок 1.10.10. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Пиковая до пр-т. Шамяля, 31

Таблица 1.10.8. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до пр-т. Шамиля, 43

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная «ДЭМ» Индустриальный	TKs – 4618	0,518	42,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	30,43	3,87E-05	3,87E-05	0,999
2	TKs – 4618	TKs – 4622	0,618	5,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	37,04	4,70E-06	4,34E-05	0,999
3	TKs – 4622	Зас – 4775	0,518	12,4	1968	Надземная	-	9,02E-04	30,51	1,12E-05	5,46E-05	0,999
4	Зас – 4775	TKs – 3703	0,518	708,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,73	6,39E-04	6,94E-04	0,983
5	TKs – 3703	Зас – 3697	0,518	9,4	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,06	8,50E-06	7,03E-04	0,983
6	Зас – 3697	TKs – 3640	0,518	2,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,06	2,50E-06	7,05E-04	0,983
7	TKs – 3640	TKs – 3630	0,518	142,1	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,45	1,28E-04	8,33E-04	0,979
8	TKs – 3630	TKs – 3624	0,518	55,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,45	5,04E-05	8,84E-04	0,978
9	TKs – 3624	TKs – 3619	0,518	45,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,45	4,12E-05	9,25E-04	0,977
10	TKs – 3619	TKs – 3401	0,518	329,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,45	2,97E-04	1,22E-03	0,970
11	TKs – 3401	TKs – 3387	0,518	116,3	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,45	1,05E-04	1,33E-03	0,968
12	TKs – 3387	Зас – 3375	0,518	147,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,41	1,33E-04	1,46E-03	0,965
13	Зас – 3375	TKs – 3370	0,518	17,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,41	1,60E-05	1,48E-03	0,964
14	TKs – 3370	TKs – 3377	0,259	3,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,63	2,30E-06	1,48E-03	0,964

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
15	TKs – 3377	TKs – 3187	0,259	228,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	14,63	2,06E-04	1,68E-03	0,962
16	TKs – 3187	TKs – 3199	0,259	11,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	14,63	1,06E-05	1,70E-03	0,962
17	TKs - 3199	3As - 3205	0,207	2,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	2,00E-06	1,70E-03	0,962
18	3As - 3205	TKs - 3239	0,207	68,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	6,22E-05	1,76E-03	0,961
19	TKs - 3239	TKs - 3229	0,207	109,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	9,89E-05	1,86E-03	0,960
20	TKs - 3229	TKs - 3243	0,207	26,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	2,41E-05	1,88E-03	0,960
21	TKs - 3243	TKs - 3251	0,207	33,3	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	3,00E-05	1,91E-03	0,959
22	TKs - 3251	TKs - 3257	0,207	21,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	1,94E-05	1,93E-03	0,959
23	TKs - 3257	TKs - 3112	0,207	63,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	5,70E-05	1,99E-03	0,959
24	TKs - 3112	TKs - 3117	0,207	23,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,80	2,12E-05	2,01E-03	0,958
25	TKs - 3117	3As - 3121	0,207	6,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,70	6,10E-06	2,02E-03	0,958
26	3As - 3121	3As - 3135	0,207	119,8	1968	Надземная	-	9,02E-04	11,70	1,08E-04	2,12E-03	0,957
27	3As - 3135	TKs - 6314	0,207	2,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	12,04	2,50E-06	2,13E-03	0,957
28	TKs - 6314	Шамиля пр-т д.43	0,070	11,6	1968	Надземная	-	9,02E-04	5,41	1,05E-05	2,14E-03	0,957

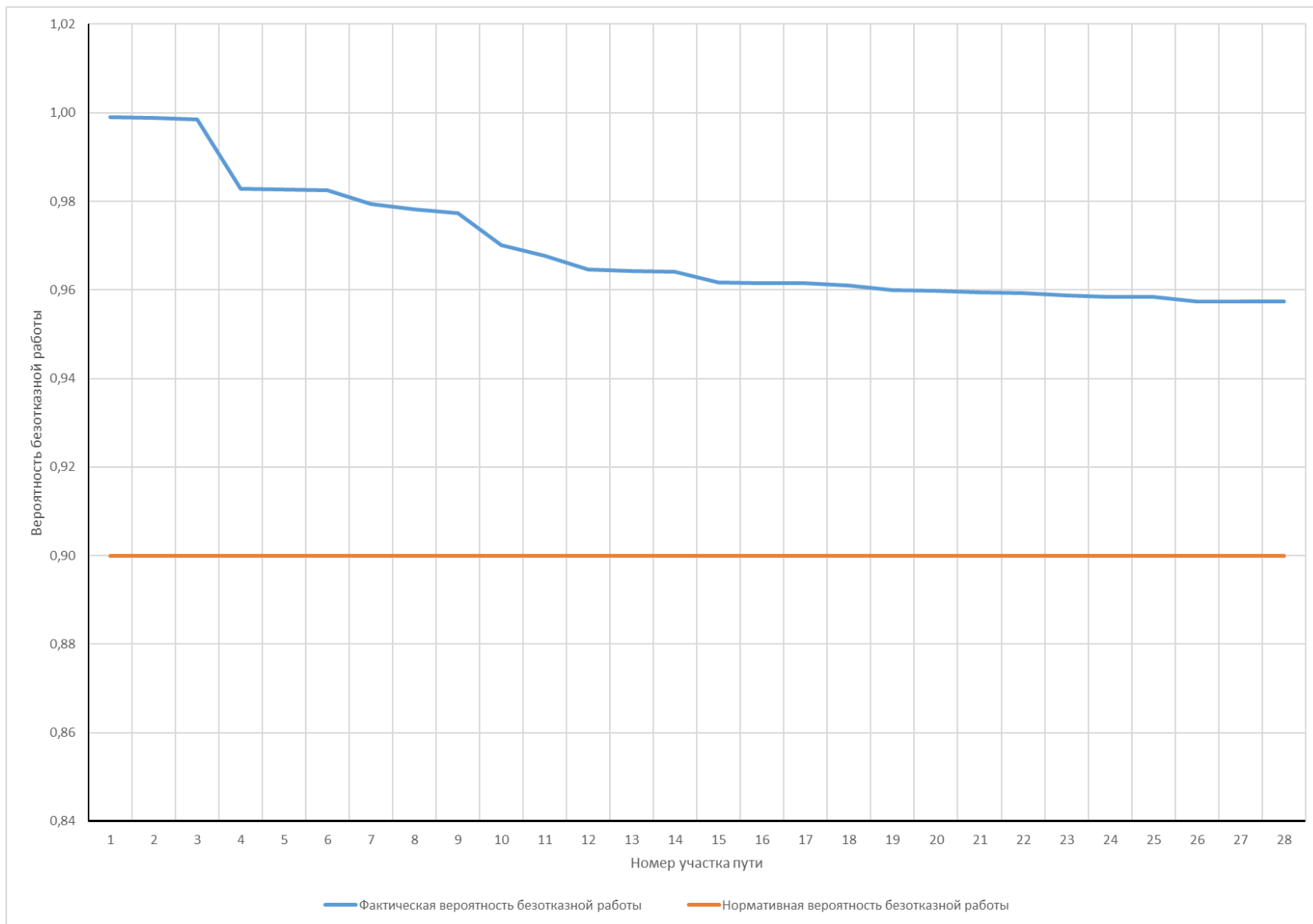


Рисунок 1.10.12. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до пр-т. Шамиля, 43

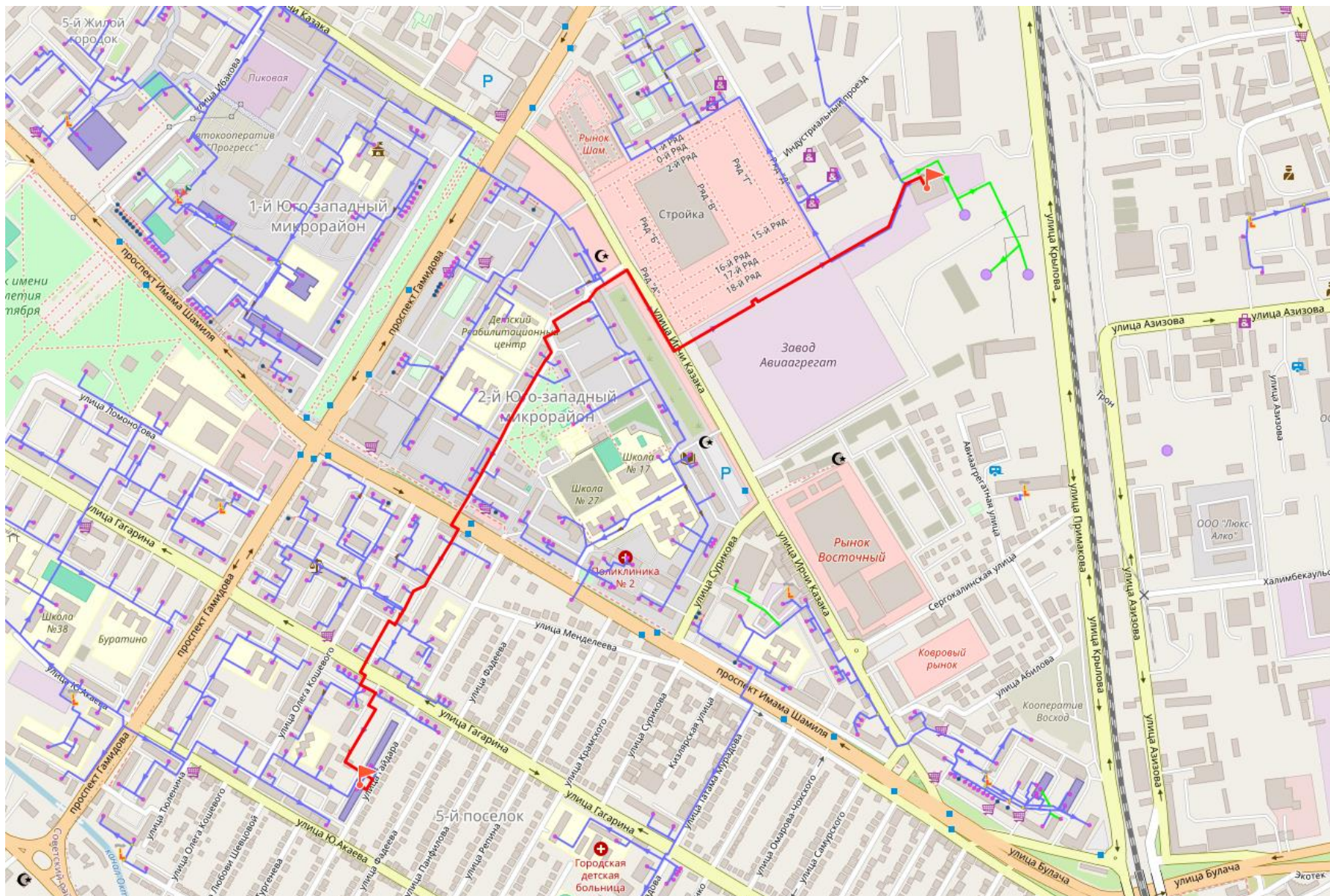


Рисунок 1.10.13. Путь от котельной ДЭМ до наиболее удаленного потребителя ул. Гайдара, 27

Таблица 1.10.9. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до ул. Гайдара, 27

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная "ДЭМ" Индустриальный	TKs - 4618	0,518	42,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	30,43	3,87E-05	3,87E-05	0,999
2	TKs - 4618	TKs - 4622	0,618	5,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	37,04	4,70E-06	4,34E-05	0,999
3	TKs - 4622	3As - 4775	0,518	12,4	1968	Надземная	-	9,02E-04	30,51	1,12E-05	5,46E-05	0,999
4	3As - 4775	TKs - 3703	0,518	708,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	28,73	6,39E-04	6,94E-04	0,983
5	TKs - 3703	TKs - 3709	0,414	40,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	23,95	3,65E-05	7,31E-04	0,982
6	TKs - 3709	3As - 3713	0,315	9,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	18,11	8,30E-06	7,39E-04	0,982
7	3As - 3713	TKs - 3749	0,315	145,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,19	1,31E-04	8,70E-04	0,980
8	TKs - 3749	TKs - 3755	0,315	4,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	3,60E-06	8,73E-04	0,980
9	TKs - 3755	TKs - 3761	0,315	27,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	2,44E-05	8,98E-04	0,980
10	TKs - 3761	TKs - 3771	0,315	9,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	8,90E-06	9,07E-04	0,980
11	TKs - 3771	TKs - 3787	0,315	83,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	7,56E-05	9,82E-04	0,978
12	TKs - 3787	TKs - 3801	0,315	33,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	3,06E-05	1,01E-03	0,978
13	TKs - 3801	TKs - 3804	0,315	61,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	5,50E-05	1,07E-03	0,977
14	TKs - 3804	TKs - 3810	0,315	8,0	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	7,20E-06	1,07E-03	0,977
15	TKs - 3810	TKs - 3847	0,315	33,7	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	3,04E-05	1,11E-03	0,977

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
16	TKs - 3847	TKs - 3851	0,315	8,3	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	7,50E-06	1,11E-03	0,977
17	TKs - 3851	TKs - 3865	0,315	98,5	1968	Надземная	-	9,02E-04	17,21	8,89E-05	1,20E-03	0,975
18	TKs - 3865	TKs - 3876	0,315	66,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	4,95E-05	1,25E-03	0,975
19	TKs - 3876	TKs - 3904	0,315	43,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	3,28E-05	1,28E-03	0,974
20	TKs - 3904	TKs - 4039	0,315	30,3	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	2,27E-05	1,31E-03	0,974
21	TKs - 4039	TKs - 4041	0,315	3,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	2,70E-06	1,31E-03	0,974
22	TKs - 4041	TKs - 4043	0,315	4,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	3,00E-06	1,31E-03	0,974
23	TKs - 4043	TKs - 4062	0,315	5,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,21	4,10E-06	1,32E-03	0,974
24	TKs - 4062	TKs - 4064	0,207	14,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	12,09	1,10E-05	1,33E-03	0,973
25	TKs - 4064	3As - 4068	0,207	6,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,97	4,50E-06	1,33E-03	0,973
26	3As - 4068	TKs - 4110	0,207	66,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,99	5,01E-05	1,38E-03	0,973
27	TKs - 4110	TKs - 4116	0,207	72,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,99	5,42E-05	1,44E-03	0,972
28	TKs - 4116	TKs - 4120	0,150	29,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,06	2,18E-05	1,46E-03	0,972
29	TKs - 4120	TKs - 4168	0,150	121,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,06	9,12E-05	1,55E-03	0,972
30	TKs - 4168	TKs - 4174	0,100	73,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,71	5,51E-05	1,60E-03	0,971
31	TKs - 4174	3As - 4188	0,100	25,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,71	1,93E-05	1,62E-03	0,971

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
32	3As - 4188	Гайдара ул.д.27	0,100	9,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,75	7,10E-06	1,63E-03	0,971

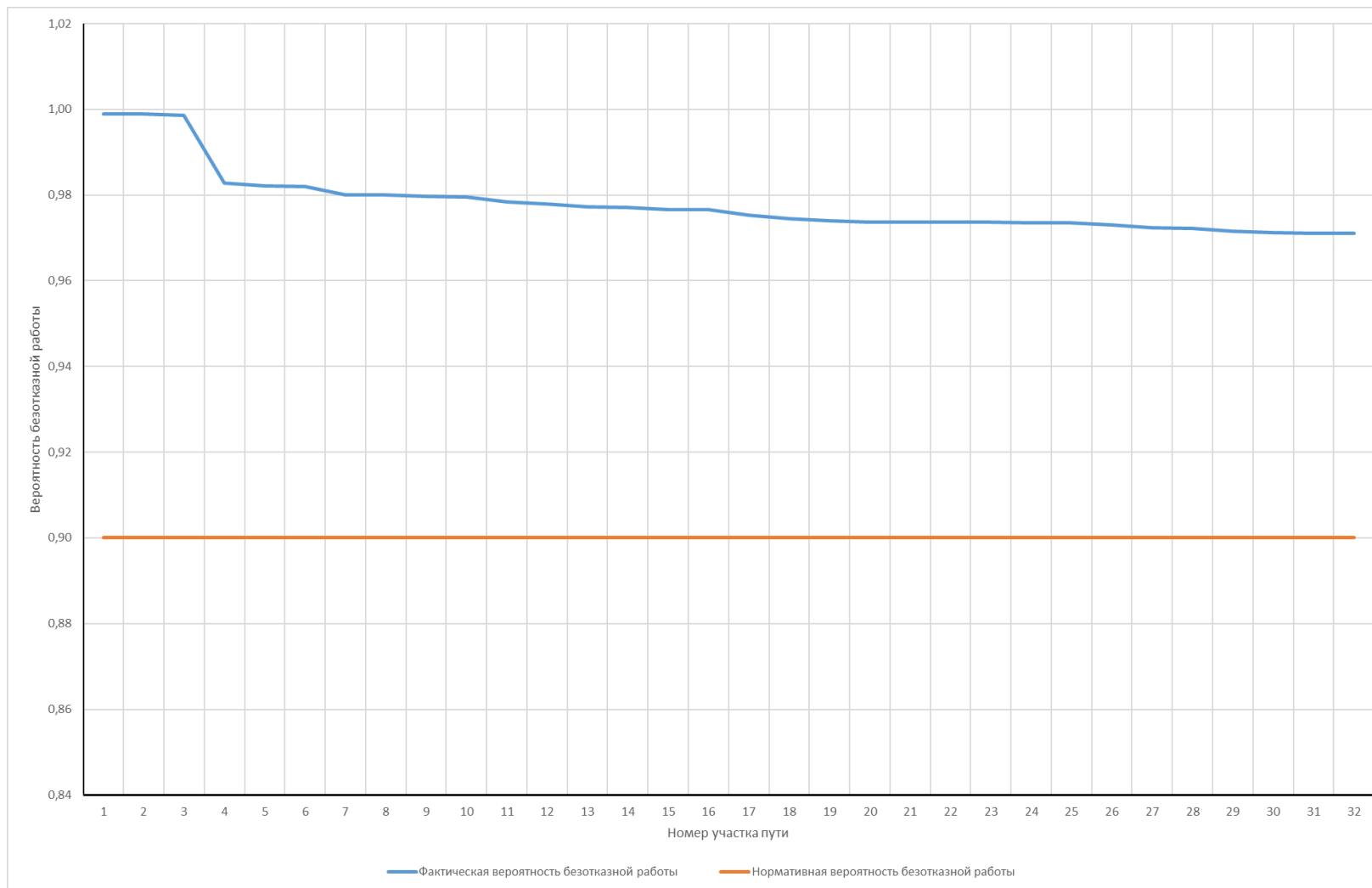


Рисунок 1.10.14. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до ул. Гайдара, 27

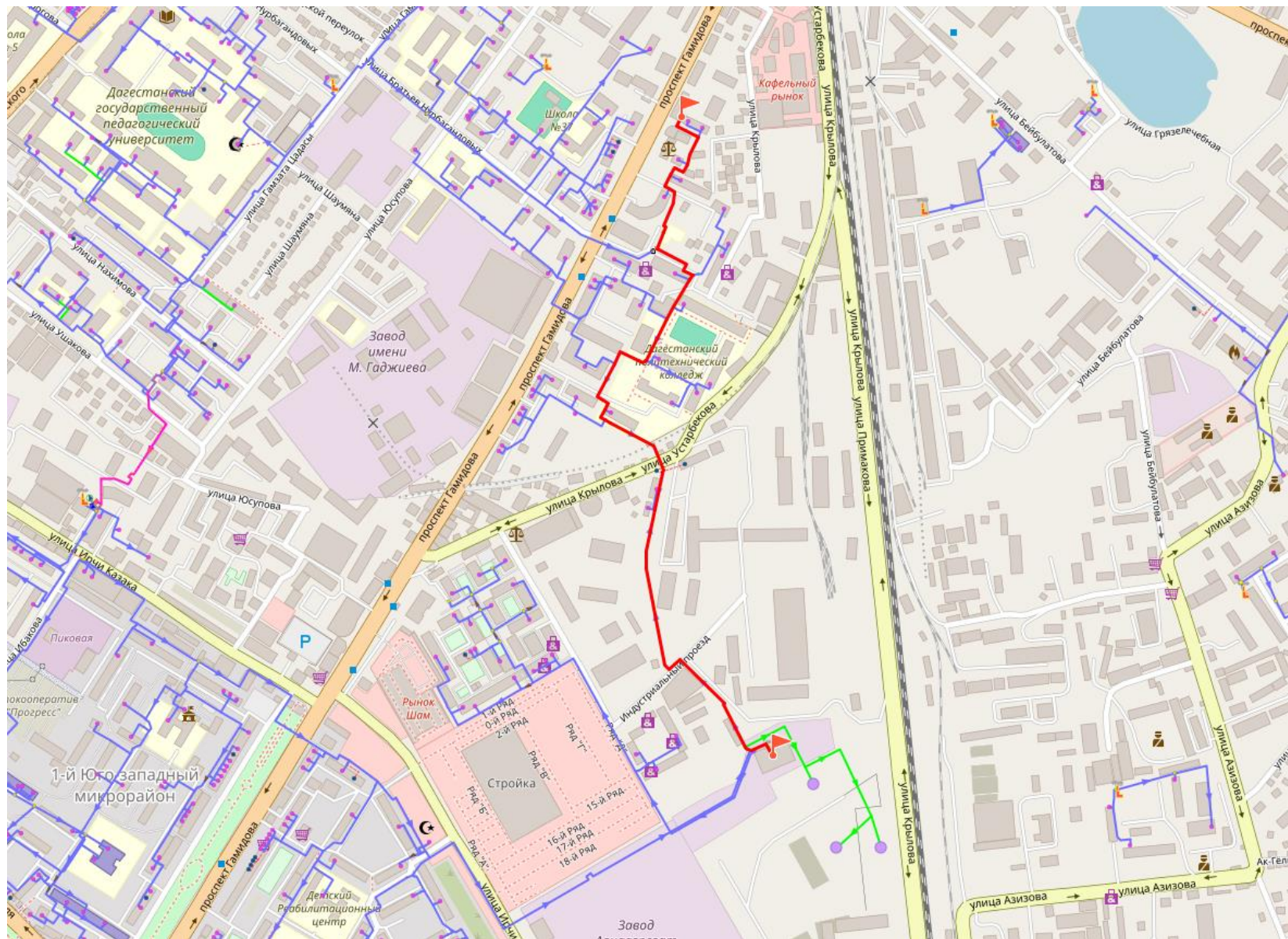


Рисунок 1.10.15. Путь от котельной ДЭМ до наиболее удаленного потребителя пр-т. Гамидова, 7А

Таблица 1.10.10. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной ДЭМ до пр-т. Гамидова, 7А

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная "ДЭМ" Индустриальный	TKs - 4618	0,518	42,9	1968	Надземная	-	9,02E-04	30,43	3,87E-05	3,87E-05	0,999
2	TKs - 4618	TKs - 4622	0,618	5,2	1968	Надземная	-	9,02E-04	37,04	4,70E-06	4,34E-05	0,999
3	TKs - 4622	3As - 4624	0,315	9,5	1987	Надземная	-	1,54E-04	18,11	1,50E-06	4,49E-05	0,999
4	3As - 4624	TKs - 13966	0,315	3,2	1987	Надземная	-	1,54E-04	17,39	5,00E-07	4,54E-05	0,999
5	TKs - 13966	TKs - 4520	0,315	466,1	1987	Надземная	-	1,54E-04	17,40	7,18E-05	1,17E-04	0,998
6	TKs - 4520	TKs - 4527	0,315	59,8	1987	Надземная	-	1,54E-04	17,40	9,20E-06	1,26E-04	0,998
7	TKs - 4527	TKs - 4531	0,259	2,3	1987	Надземная	-	1,54E-04	14,80	3,00E-07	1,27E-04	0,998
8	TKs - 4531	3As - 4547	0,259	124,0	1987	Надземная	-	1,54E-04	14,34	1,91E-05	1,46E-04	0,997
9	3As - 4547	TKs - 4549	0,259	9,1	1987	Надземная	-	1,54E-04	14,47	1,40E-06	1,47E-04	0,997
10	TKs - 4549	TKs - 4555	0,259	23,0	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	6,80E-06	1,54E-04	0,997
11	TKs - 4555	TKs - 4567	0,259	92,3	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	2,73E-05	1,81E-04	0,997
12	TKs - 4567	TKs - 4591	0,259	66,8	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	1,97E-05	2,01E-04	0,997
13	TKs - 4591	TKs - 4607	0,259	74,8	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	2,21E-05	2,23E-04	0,996
14	TKs - 4607	TKs - 4462	0,259	21,8	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	6,40E-06	2,30E-04	0,996
15	TKs - 4462	TKs - 4477	0,259	50,7	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	1,50E-05	2,45E-04	0,996
16	TKs - 4477	TKs - 4483	0,259	9,2	1980	Надземная	-	2,96E-04	14,47	2,70E-06	2,47E-04	0,996
17	TKs - 4483	TKs - 4283	0,259	81,2	1980	Подземная канальная	-	2,96E-04	14,47	2,40E-05	2,71E-04	0,996
18	TKs - 4283	TKs - 4507	0,150	29,3	2017	Подземная канальная	-	9,50E-06	9,03	3,00E-07	2,72E-04	0,996
19	TKs - 4507	TKs - 4513	0,150	82,2	2017	Надземная	-	9,50E-06	9,03	8,00E-07	2,72E-04	0,996

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
20	TKs - 4513	TKs - 4266	0,150	27,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,03	2,09E-05	2,93E-04	0,996
21	TKs - 4266	TKs - 4271	0,150	45,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,03	3,38E-05	3,27E-04	0,995
22	TKs - 4271	TKs - 4275	0,150	48,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,03	3,64E-05	3,63E-04	0,995
23	TKs - 4275	3As - 4279	0,051	22,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	4,61	1,68E-05	3,80E-04	0,995
24	3As - 4279	Гамидова пр-т д.7А	0,051	31,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	4,62	2,36E-05	4,04E-04	0,995

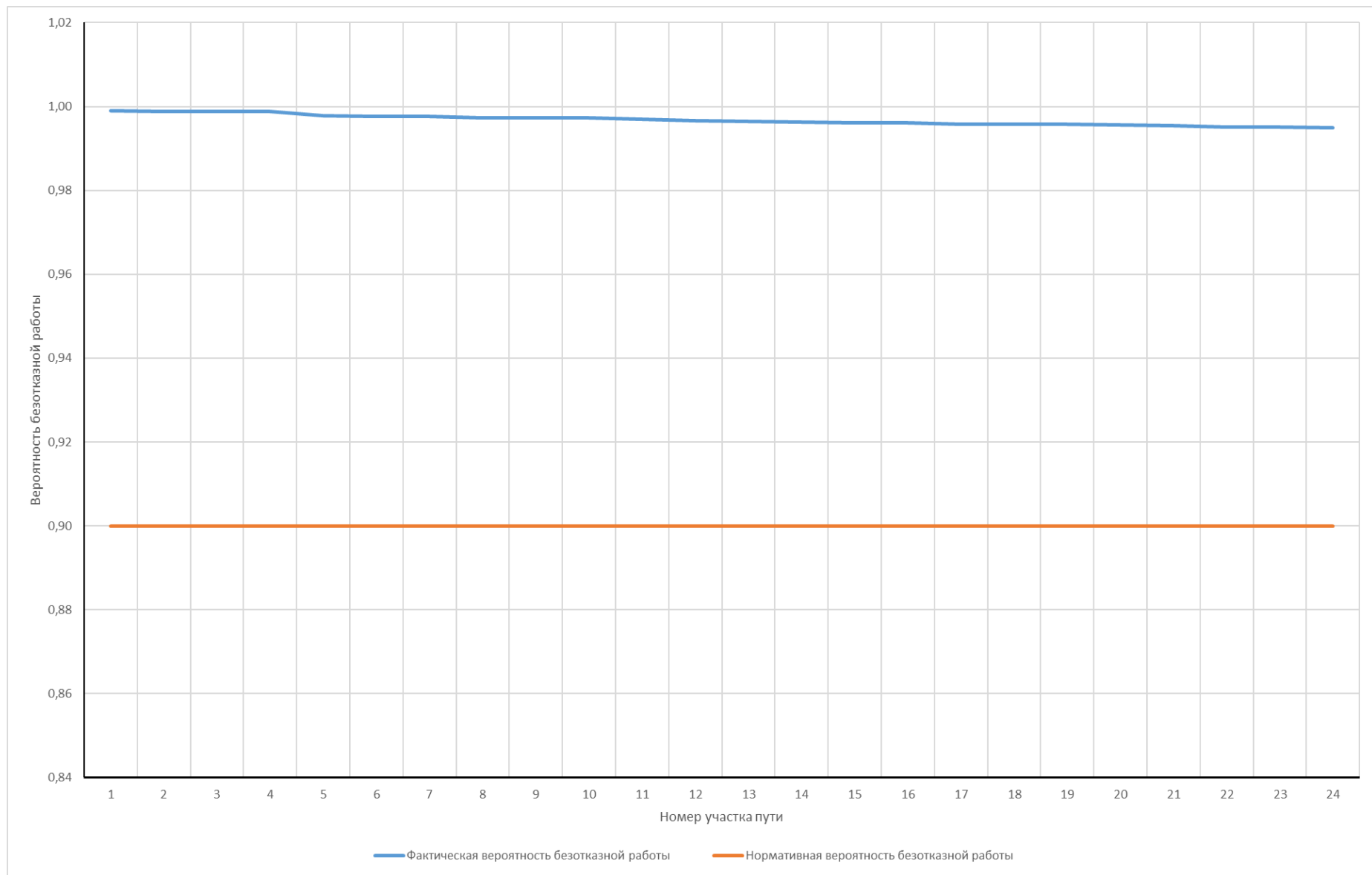


Рисунок 1.10.16. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной ДЭМ до пр-т. Гамидова, 7А

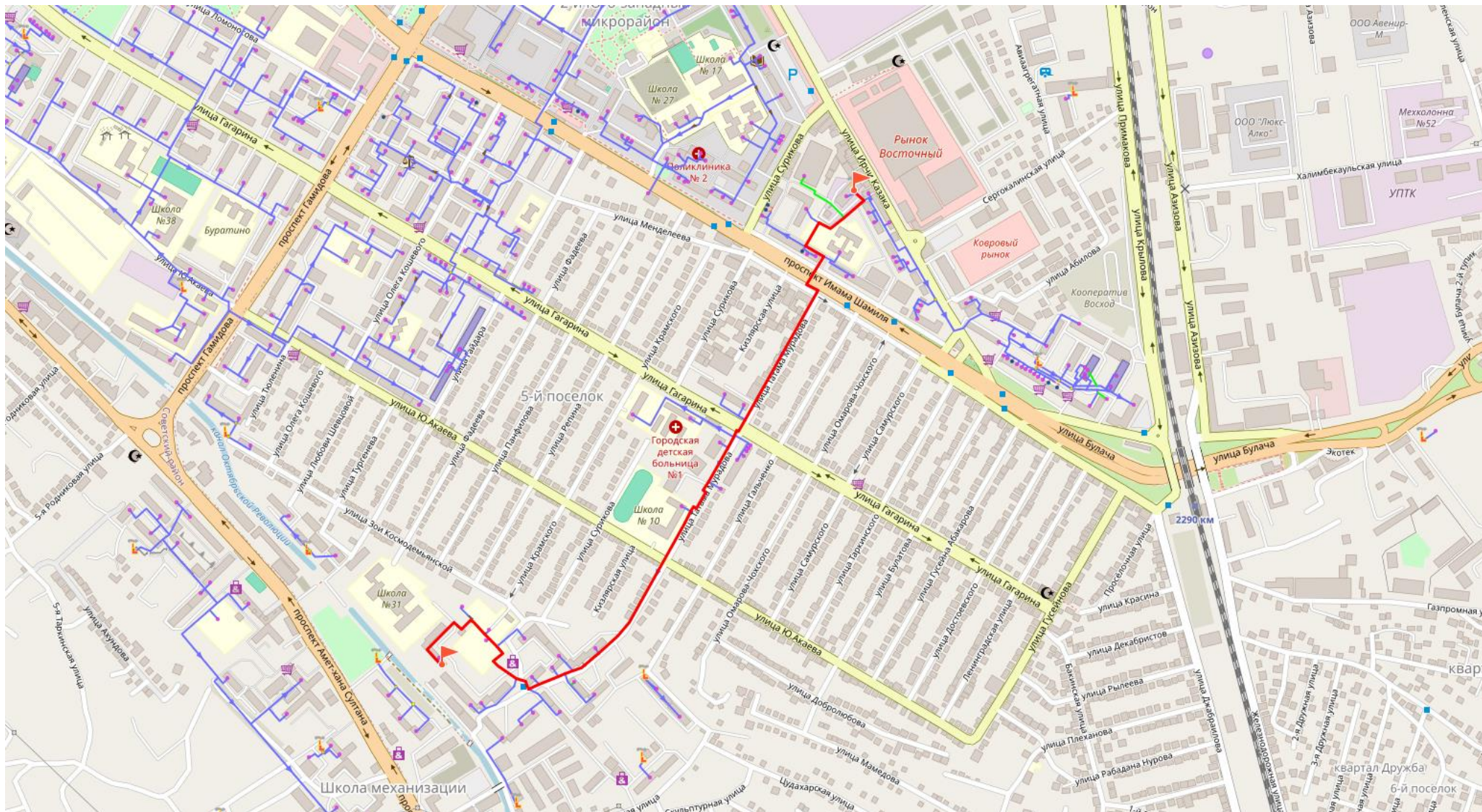


Рисунок 1.10.17. Путь от котельной БПК до наиболее удаленного потребителя ул. Космодемьянской, 46А

Таблица 1.10.11. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной "БПК" до ул. Космодемьянской, 46А

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная "БПК" Ирчи Казака 13	TKs - 7914	0,315	6,5	1965	Надземная	-	1,19E-03	17,74	7,80E-06	7,80E-06	1,000
2	TKs - 7914	TKs - 5505	0,315	20,2	1965	Надземная	-	1,19E-03	17,74	2,41E-05	3,19E-05	0,999
3	TKs - 5505	TKs - 5532	0,259	47,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	5,65E-05	8,84E-05	0,999
4	TKs - 5532	TKs - 5534	0,259	55,4	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	6,61E-05	1,55E-04	0,998
5	TKs - 5534	TKs - 5544	0,259	48,1	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	5,74E-05	2,12E-04	0,997
6	TKs - 5544	TKs - 5546	0,259	37,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	4,45E-05	2,56E-04	0,997
7	TKs - 5546	TKs - 5408	0,259	352,1	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	4,20E-04	6,76E-04	0,991
8	TKs - 5408	TKs - 5421	0,259	36,2	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	4,32E-05	7,20E-04	0,990
9	TKs - 5421	TKs - 5423	0,259	4,7	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	5,70E-06	7,25E-04	0,990
10	TKs - 5423	TKs - 5425	0,259	21,9	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	2,61E-05	7,51E-04	0,990
11	TKs - 5425	TKs - 5447	0,259	71,0	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	8,47E-05	8,36E-04	0,989
12	TKs - 5447	TKs - 5461	0,259	75,0	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,78	8,95E-05	9,26E-04	0,988
13	TKs - 5461	3As - 5467	0,259	23,9	1965	Надземная	-	1,19E-03	13,55	2,85E-05	9,54E-04	0,987
14	3As - 5467	TKs - 5481	0,259	285,4	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	3,40E-04	1,29E-03	0,983

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
15	TKs - 5481	TKs - 5482	0,259	58,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	6,96E-05	1,36E-03	0,982
16	TKs - 5482	TKs - 5487	0,259	15,0	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	1,78E-05	1,38E-03	0,982
17	TKs - 5487	TKs - 5321	0,259	12,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	1,46E-05	1,40E-03	0,982
18	TKs - 5321	TKs - 5322	0,259	38,7	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	4,61E-05	1,44E-03	0,981
19	TKs - 5322	TKs - 5332	0,259	20,2	1965	Надземная	-	1,19E-03	14,15	2,41E-05	1,47E-03	0,981
20	TKs - 5332	3As - 5334	0,207	6,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,63	7,50E-06	1,47E-03	0,981
21	3As - 5334	TKs - 5340	0,207	25,8	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,64	3,07E-05	1,50E-03	0,980
22	TKs - 5340	TKs - 5357	0,207	91,1	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,64	1,09E-04	1,61E-03	0,979
23	TKs - 5357	TKs - 5401	0,207	20,1	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,64	2,40E-05	1,64E-03	0,979
24	TKs - 5401	TKs - 5367	0,207	11,6	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,64	1,38E-05	1,65E-03	0,979
25	TKs - 5367	TKs - 5372	0,207	31,3	1965	Надземная	-	1,19E-03	11,64	3,73E-05	1,69E-03	0,978
26	TKs - 5372	3As - 5380	0,100	5,9	1965	Надземная	-	1,19E-03	6,43	7,10E-06	1,70E-03	0,978
27	3As - 5380	TKs - 6014	0,100	135,6	1965	Подвальная	-	1,19E-03	6,43	1,62E-04	1,86E-03	0,977
28	TKs - 6014	Космодемьянской ул.д.46А	0,070	13,2	1965	Подвальная	-	1,19E-03	5,16	1,58E-05	1,87E-03	0,977

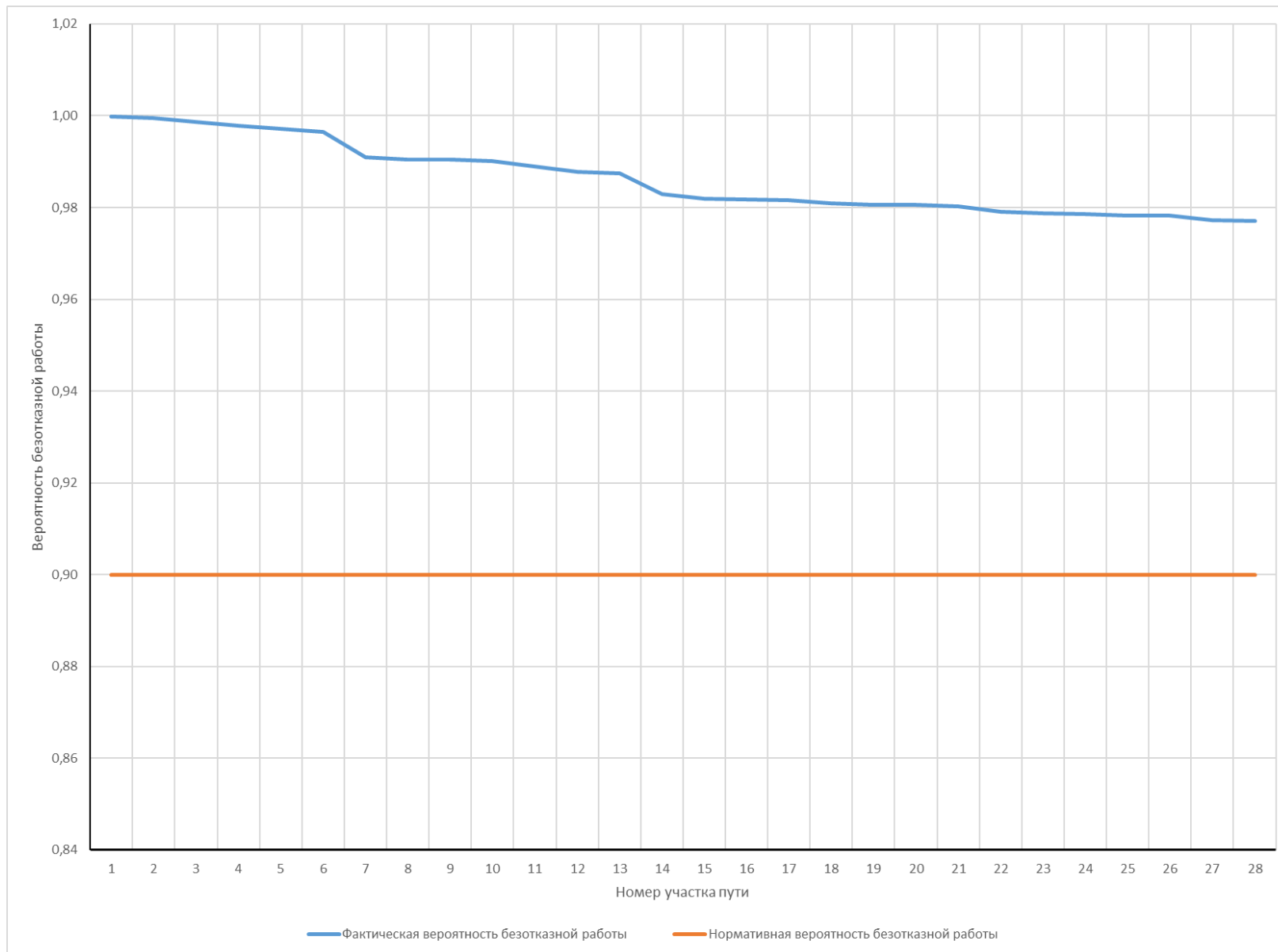


Рисунок 1.10.18. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной БПК до ул. Космодемьянской, 46А

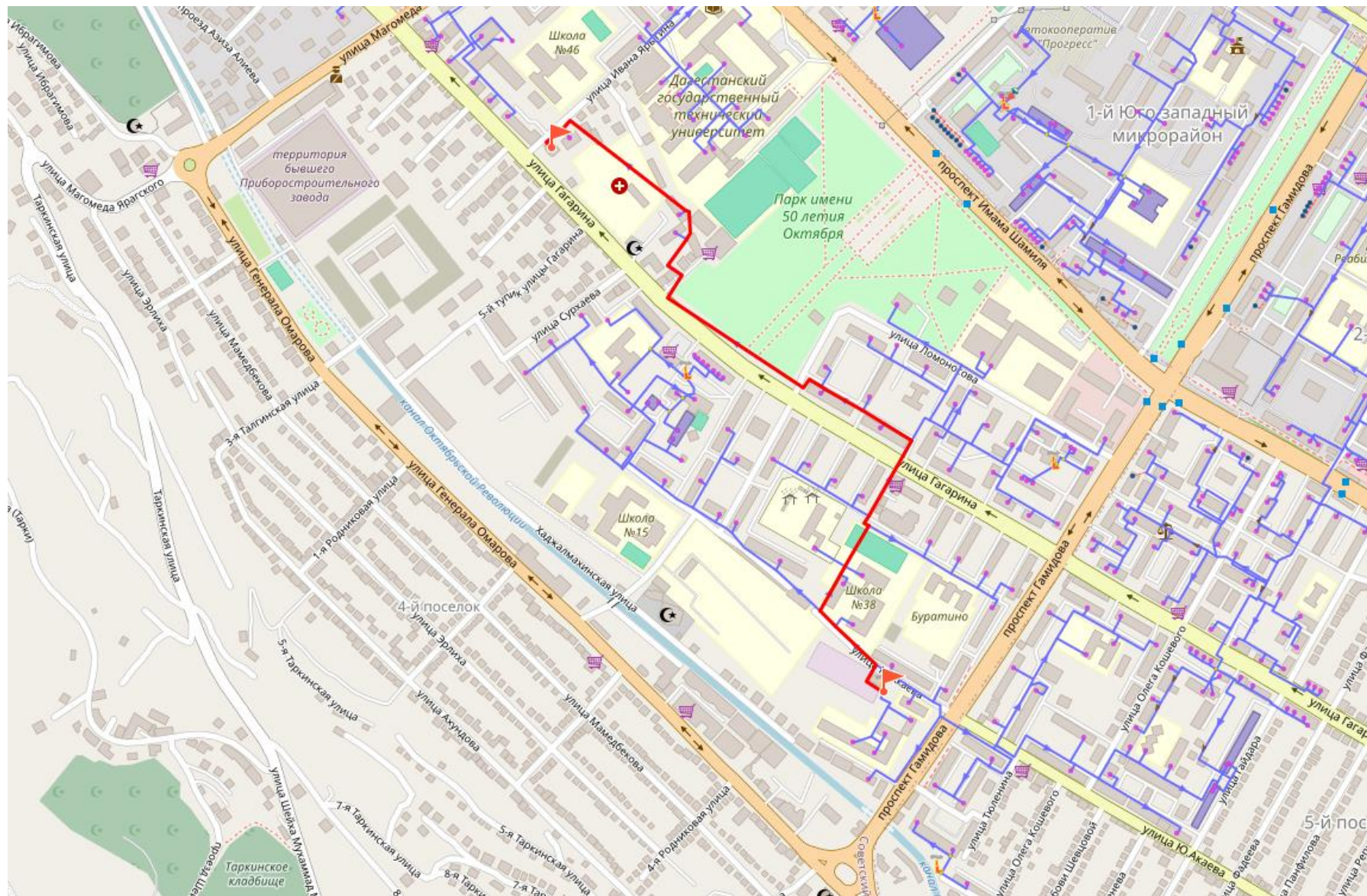


Рисунок 1.10.19. Путь от котельной Тимирязева, 15А до наиболее удаленного потребителя ул. Гагарина, 13Д

Таблица 1.10.12. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной Тимирязева, 15А до ул. Гагарина,

13Д

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная Тимирязева 15 А	TKs - 12767	0,207	57,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	4,34E-05	4,34E-05	1,000
2	TKs - 12767	TKs - 12711	0,207	81,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	6,08E-05	1,04E-04	0,999
3	TKs - 12711	TKs - 12719	0,207	33,3	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	2,50E-05	1,29E-04	0,999
4	TKs - 12719	TKs - 12724	0,207	61,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	4,59E-05	1,75E-04	0,998
5	TKs - 12724	TKs - 12715	0,207	14,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	1,05E-05	1,86E-04	0,998
6	TKs - 12715	TKs - 12689	0,207	68,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	5,13E-05	2,37E-04	0,997
7	TKs - 12689	TKs - 12736	0,207	19,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	1,49E-05	2,52E-04	0,997
8	TKs - 12736	TKs - 12729	0,207	126,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,28	9,50E-05	3,47E-04	0,996
9	TKs - 12729	TKs - 12731	0,315	47,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,38	3,57E-05	3,83E-04	0,996
10	TKs - 12731	TKs - 12737	0,315	36,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,38	2,73E-05	4,10E-04	0,995
11	TKs - 12737	TKs - 12705	0,315	64,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,38	4,83E-05	4,58E-04	0,994
12	TKs - 12705	TKs - 12707	0,315	5,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,38	4,40E-06	4,63E-04	0,994
13	TKs - 12707	TKs - 12561	0,315	385,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,38	2,89E-04	7,52E-04	0,990
14	TKs - 12561	TKs - 12558	0,150	47,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,13	3,56E-05	7,87E-04	0,989

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки и трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
15	TKs - 12558	TKs - 12539	0,100	232,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,66	1,74E-04	9,61E-04	0,988
16	TKs - 12539	Гагарина ул.д.13Д	0,100	41,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,66	3,13E-05	9,93E-04	0,988

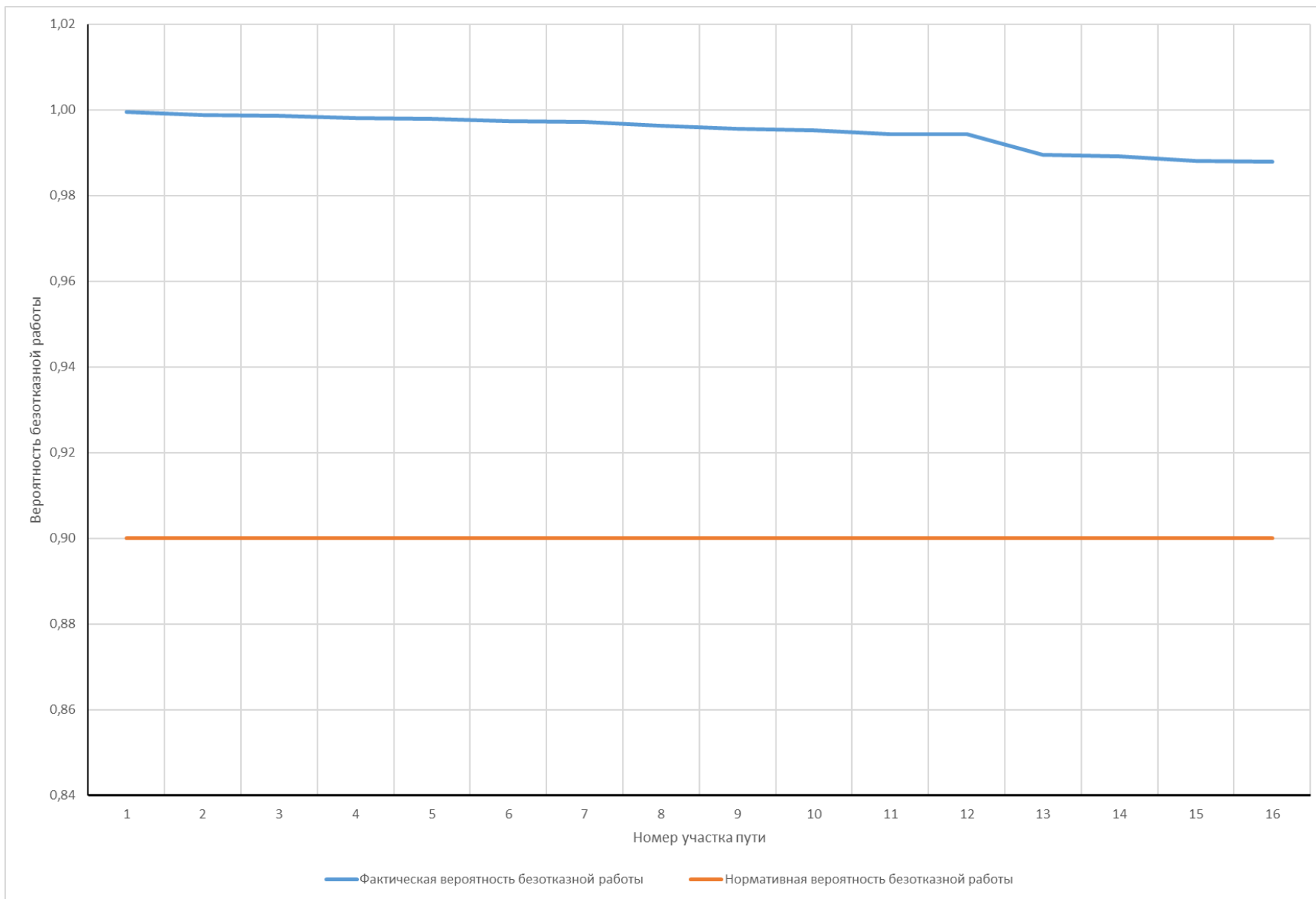


Рисунок 1.10.20. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Тимирязева, 15А до ул. Гагарина, 13Д

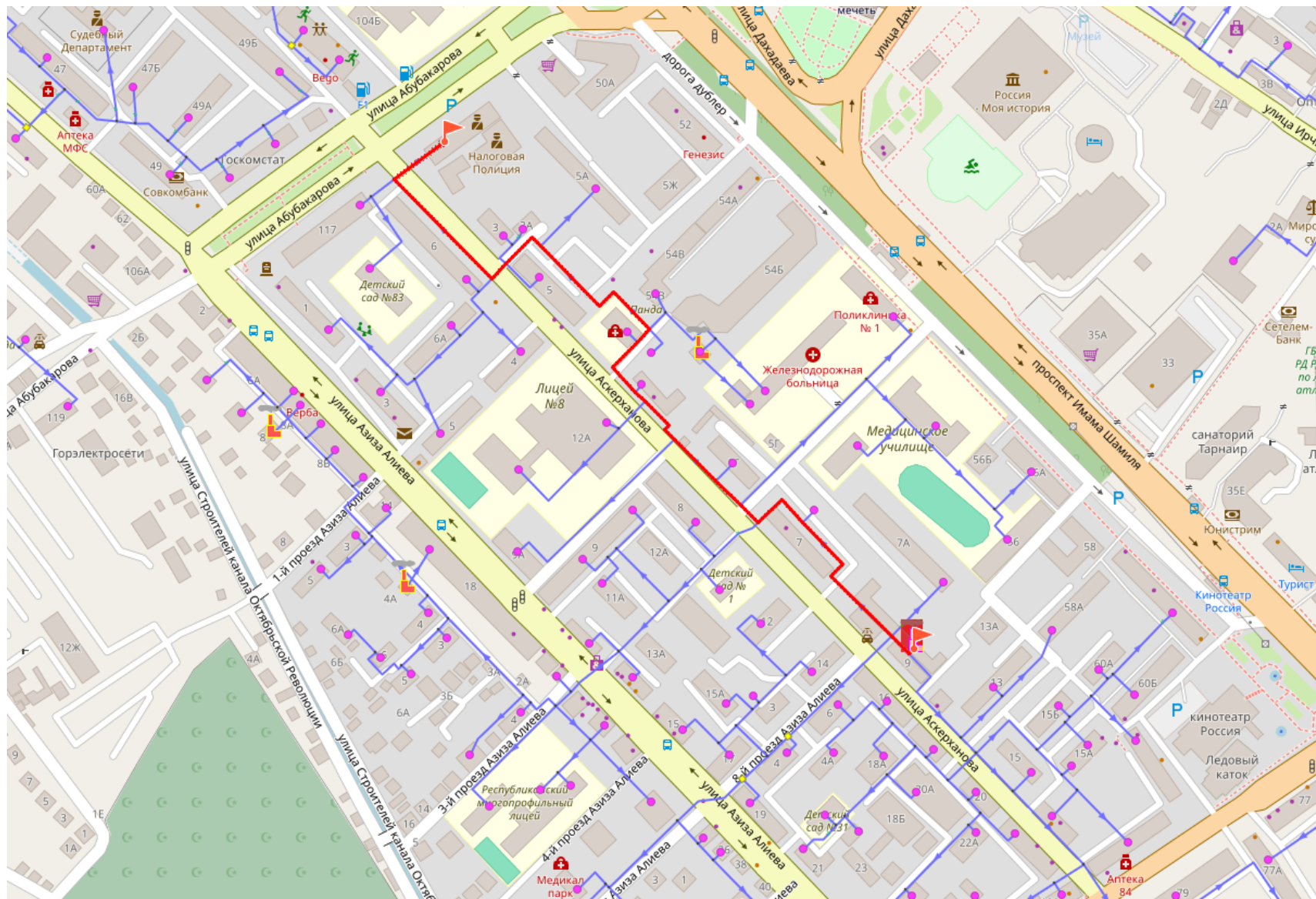


Рисунок 1.10.21. Путь от котельной Мира, 13 до наиболее удаленного потребителя ул. Абубакарова, 115А

Таблица 1.10.13. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной Мира, 13 до ул. Абубакарова, 115А

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная Мира 13	TKs - 13362	0,315	5,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,71	4,10E-06	4,10E-06	1,000
2	TKs - 13362	TKs - 13515	0,259	20,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	1,50E-05	1,91E-05	1,000
3	TKs - 13515	TKs - 13522	0,259	128,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	9,60E-05	1,15E-04	0,998
4	TKs - 13522	TKs - 13538	0,259	51,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	3,83E-05	1,53E-04	0,998
5	TKs - 13538	TKs - 13694	0,259	19,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	1,47E-05	1,68E-04	0,998
6	TKs - 13694	TKs - 13518	0,259	28,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	2,10E-05	1,89E-04	0,997
7	TKs - 13518	TKs - 13534	0,259	47,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	3,55E-05	2,25E-04	0,997
8	TKs - 13534	TKs - 13525	0,259	42,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	3,17E-05	2,56E-04	0,997
9	TKs - 13525	TKs - 13586	0,259	11,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	8,30E-06	2,65E-04	0,996
10	TKs - 13586	TKs - 13590	0,259	55,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	14,33	4,19E-05	3,07E-04	0,996
11	TKs - 13590	TKs - 13600	0,150	13,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,11	1,03E-05	3,17E-04	0,996
12	TKs - 13600	TKs - 12345	0,207	124,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,97	9,33E-05	4,10E-04	0,995
13	TKs - 12345	TKs - 12333	0,207	39,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,97	2,98E-05	4,40E-04	0,994
14	TKs - 12333	TKs - 12398	0,100	16,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	6,69	1,24E-05	4,52E-04	0,994
15	TKs - 12398	TKs - 12336	0,207	111,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,98	8,36E-05	5,36E-04	0,993

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
16	TKs - 12336	Абубакарова ул.д.115А	0,082	49,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	5,92	3,71E-05	5,73E-04	0,993

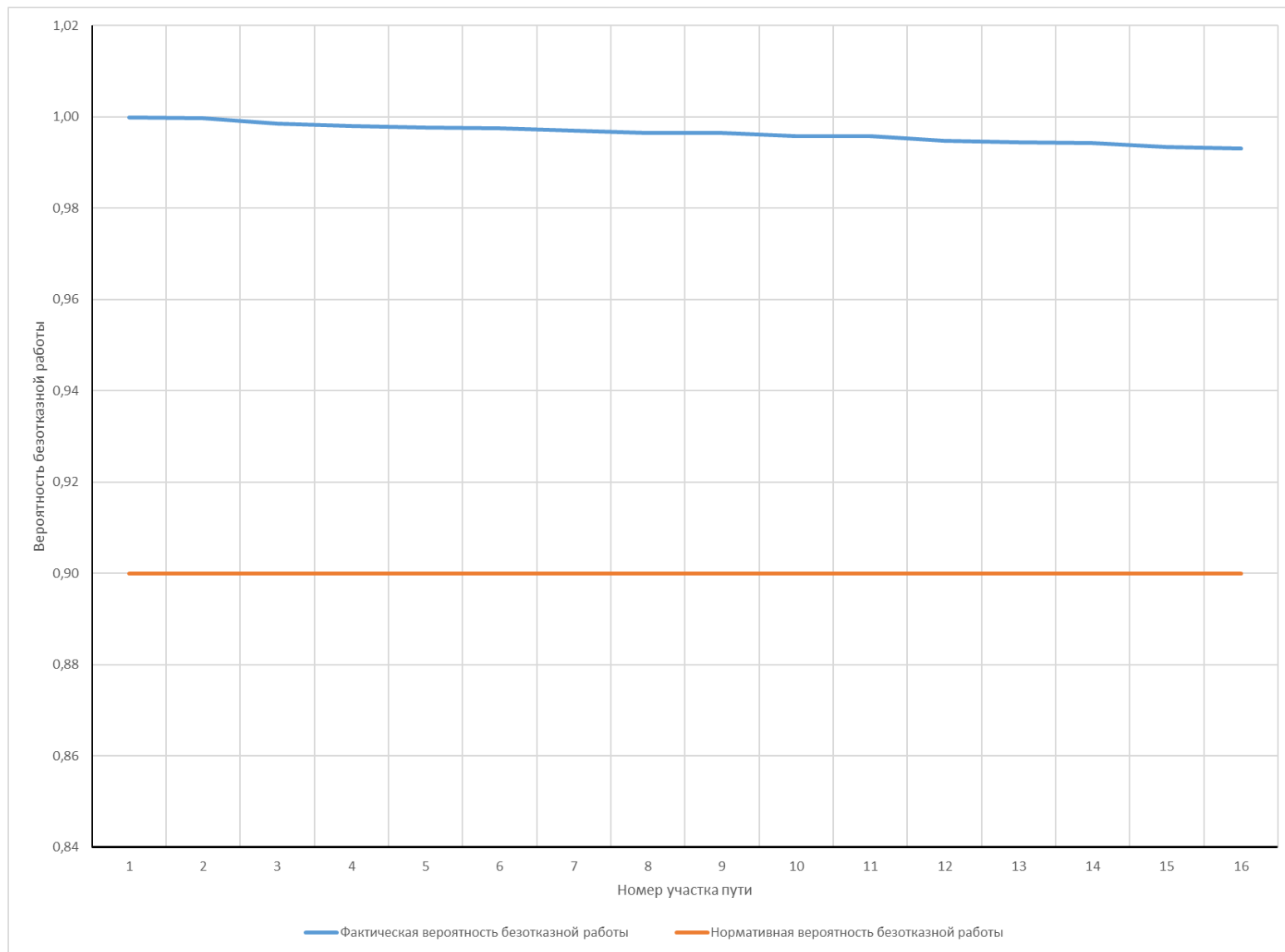


Рисунок 1.10.22. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной Мира, 13 до ул. Абубакарова, 115А

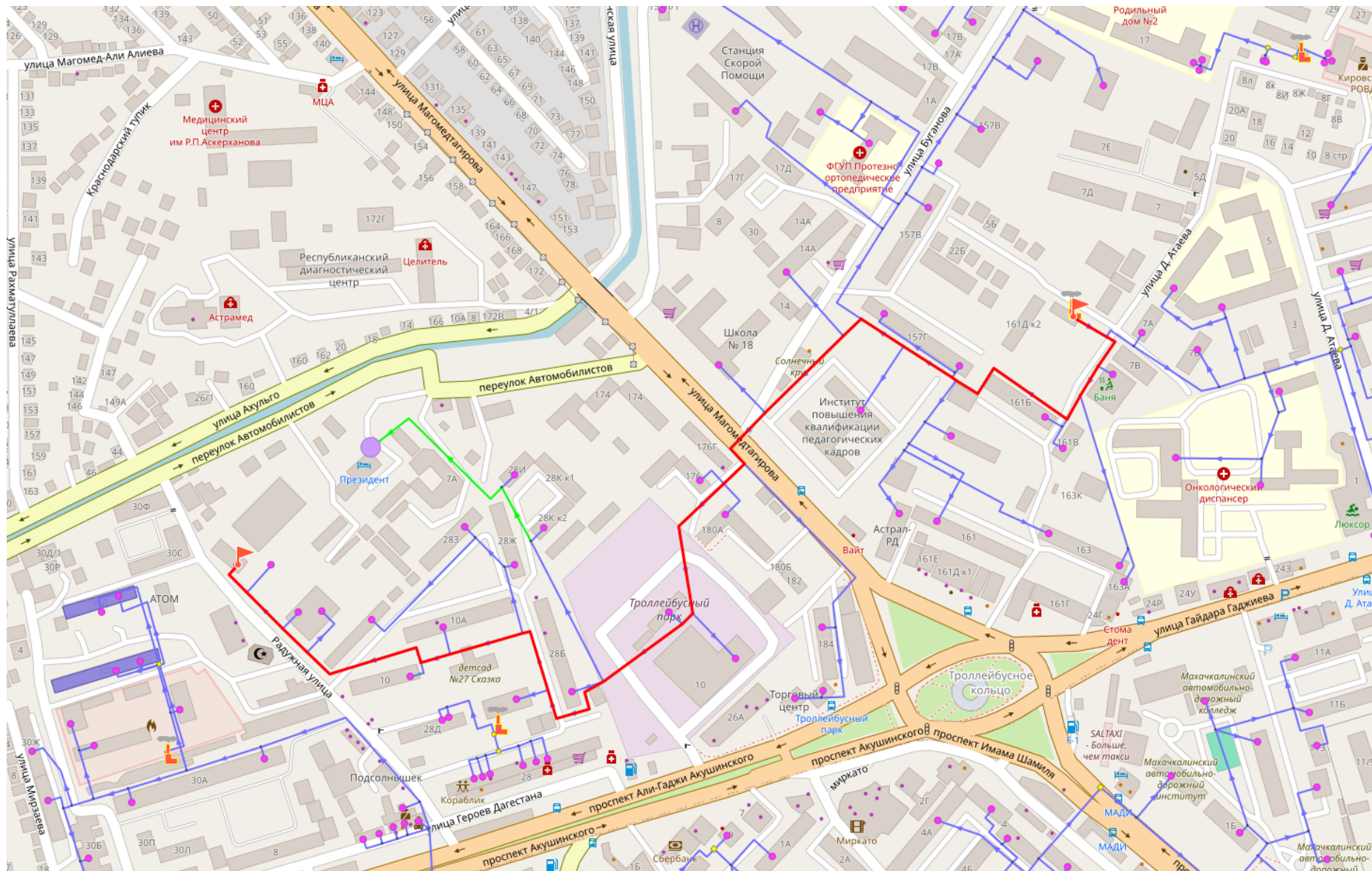


Рисунок 1.10.23. Путь от котельной 4-ЮЗМР до наиболее удаленного потребителя Геотерм

Таблица 1.10.14. Результат расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от котельной 4-ЮЗМР до Геотерм

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленный в итоге, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная 4-ЮЗМР	TKs - 10376	0,315	36,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	2,70E-05	2,70E-05	1,000
2	TKs - 10376	TKs - 10441	0,315	36,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	2,73E-05	5,43E-05	0,999
3	TKs - 10441	TKs - 10445	0,315	31,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	2,37E-05	7,80E-05	0,999
4	TKs - 10445	TKs - 10447	0,315	24,7	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	1,85E-05	9,65E-05	0,998
5	TKs - 10447	TKs - 10461	0,315	133,3	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	9,98E-05	1,96E-04	0,997
6	TKs - 10461	TKs - 10462	0,315	4,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	3,40E-06	2,00E-04	0,997
7	TKs - 10462	TKs - 10468	0,315	53,4	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	4,00E-05	2,40E-04	0,996
8	TKs - 10468	TKs - 10477	0,315	46,9	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,62	3,51E-05	2,75E-04	0,995
9	TKs - 10477	TKs - 10485	0,207	22,8	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,84	1,71E-05	2,92E-04	0,995
10	TKs - 10485	TKs - 10710	0,315	101,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	7,57E-05	3,68E-04	0,994
11	TKs - 10710	TKs - 13240	0,315	66,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	4,96E-05	4,17E-04	0,993
12	TKs - 13240	TKs - 13358	0,315	26,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	1,99E-05	4,37E-04	0,993
13	TKs - 13358	TKs - 13251	0,315	138,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	1,04E-04	5,41E-04	0,991
14	TKs - 13251	TKs - 13252	0,315	13,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	1,02E-05	5,51E-04	0,991
15	TKs - 13252	TKs - 13258	0,315	90,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	17,53	6,76E-05	6,19E-04	0,990

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, м	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
16	TKs - 13258	TKs - 13271	0,207	96,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,72	7,20E-05	6,91E-04	0,989
17	TKs - 13271	TKs - 13274	0,207	64,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,72	4,80E-05	7,39E-04	0,989
18	TKs - 13274	TKs - 13286	0,207	70,0	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,72	5,24E-05	7,91E-04	0,988
19	TKs - 13286	TKs - 13293	0,207	28,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,72	2,11E-05	8,12E-04	0,988
20	TKs - 13293	TKs - 13294	0,207	128,2	1970	Надземная	-	7,49E-04	11,72	9,60E-05	9,08E-04	0,987
21	TKs - 13294	TKs - 13298	0,150	31,5	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,11	2,36E-05	9,32E-04	0,986
22	TKs - 13298	TKs - 13302	0,150	47,1	1970	Надземная	-	7,49E-04	9,11	3,52E-05	9,67E-04	0,986
23	TKs - 13302	Геотерм	0,082	34,6	1970	Надземная	-	7,49E-04	5,93	2,59E-05	9,93E-04	0,986

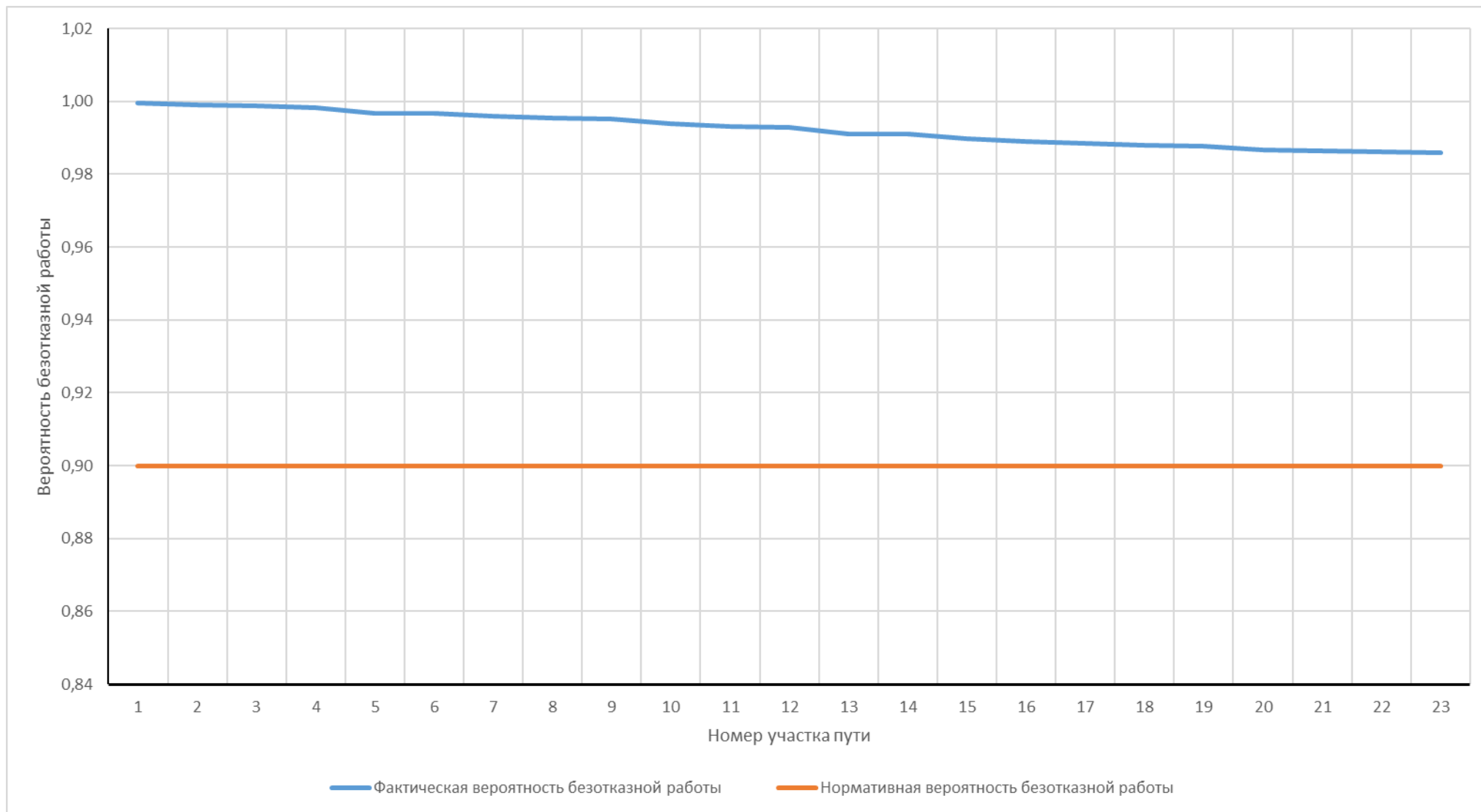


Рисунок 1.10.24. Вероятность безотказной работы тепловых сетей от котельной 4-ЮЗМР до Геотерм

Как видно из таблиц, расчетные значения вероятностей безотказной работы участков до наиболее удаленных потребителей, при расчете на 2030 год с учетом реконструирования, не опускаются ниже нормируемого значения – 0,9, в соответствии с СП124.13330.2012.

1.10.4. Результаты оценки коэффициентов готовности к несению тепловой нагрузки

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» коэффициент готовности К_г (качества) системы: вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе принимается 0,97. В результате расчета надежности были определены коэффициенты готовности каждого потребителя. В таблице 1.10.13 указаны средние значения коэффициентов готовности потребителей для источников, имеющих наибольшую суммарную тепловую нагрузку.

Таблица 1.10.15. Усредненные показатели коэффициентов готовности

№ п/п	Наименование источника	Коэффициент готовности, средний по всем потребителям
1	Махачкалинская ТЭЦ	0,97
2	Котельная Пиковая	0,98
3	Котельная "ДЭМ" Индустриальный	0,97
4	Котельная "БПК" Ирчи Казака 13	0,99
5	Котельная Мира 13	0,99
6	Котельная Тимирязева 15 А	0,99
7	Котельная 4-ЮЗМР	0,99
8	Котельная 1-ЮЗМР	0,99
9	12 Котельная "РКБ"	0,99
10	Котельная Дзержинского 8	0,99
11	Котельная 2-ЮЗМР	0,99

1.10.5. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_{\text{н}} = \overline{Q}_{\text{пр}} \times T_{\text{оп}} \times q_{\text{тп}}, \text{ Гкал} \quad (19)$$

где:

$\overline{Q}_{\text{пр}}$ - средняя за отопительный период тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{\text{оп}}$ - продолжительность отопительного периода, ч;

$q_{\text{тп}}$ - вероятность отказа трубопровода.

В результате расчета надежности был определен средний суммарный недоотпуск тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей каждого потребителя. В таблице 1.10.14 указаны значения среднего суммарного недоотпуска теплоты в сумме по каждому из источников, имеющих наибольшую тепловую нагрузку.

Таблица 1.10.16. Средний суммарный недоотпуск теплоты

№ п/п	Наименование источника	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/отоп. период
1	Махачкалинская ТЭЦ	68437,37
2	Котельная Пиковая	1133,81
3	Котельная "ДЭМ" Индустриальный	12457,86
4	Котельная "БПК" Ирчи Казака 13	1105,56
5	Котельная Мира 13	2026,98
6	Котельная Тимирязева 15 А	1559,18
7	Котельная 4-ЮЗМР	1617,01
8	Котельная 1-ЮЗМР	1501,09
9	12 Котельная "РКБ"	20,44
10	Котельная Дзержинского 8	287,70
11	Котельная 2-ЮЗМР	452,49

1.10.6. Анализ сценариев развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем

В соответствии с подпунктом «б» пункта 2 Перечня поручений Президента Российской Федерации по итогам совещания по вопросам прохождения осенне-зимнего отопительного периода от 17.02.2022 № Пр-325 на территории субъектов, Российской Федерации рекомендовано обеспечить включение в обязательном порядке в схемы теплоснабжения при проведении их ежегодной актуализации сценариев развития аварий

в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем.

Одним из основных способов моделирования аварий является использование инструментов электронной модели системы теплоснабжения.

Одним из основных видов расчета для моделирования аварийных ситуаций является поверочный расчет систем теплоснабжения.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей.

При моделировании возникновения аварийных ситуаций рассмотрим варианты с полной потери тепловой мощности таких источников выработки теплоэнергии как: котельная ДЭМ и МТЭЦ.

1.10.6.1. Моделирование аварийной ситуации с прекращением отпуска тепловой энергии котельной ДЭМ

На примере котельной ДЭМ будет показана возможность моделирования аварийной ситуации при открытии перемычек между котельными ДЭМ и Пиковая, и МТЭЦ.

Для моделирования рассмотрена аварийная ситуация с полной потерей тепловой мощности источника выработки теплоэнергии – котельная ДЭМ.

Аварийный режим моделируется путем открытия перемычки с МТЭЦ, расположенной по адресу ул. Гамидова, 13 - Ду250, протяженностью 7 м и перемычки с котельной Пиковая, расположенной по адресу ул. Ирчи Казака, 14 – Ду500, протяженностью 22 м.

Схема переключения и результат моделирования приведены на рисунках 1.10.25 – 1.10.28.

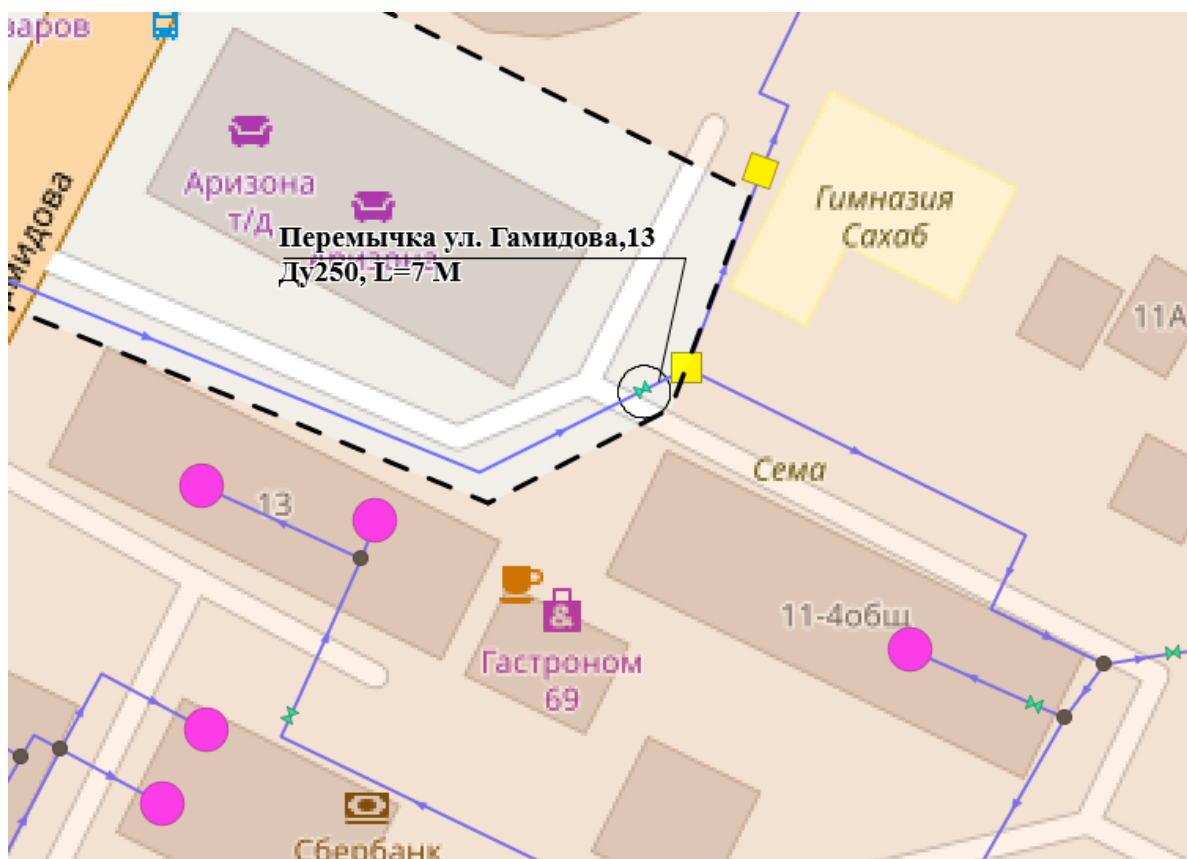


Рисунок 1.10.26. Перемычка по ул. Гамидова, 13

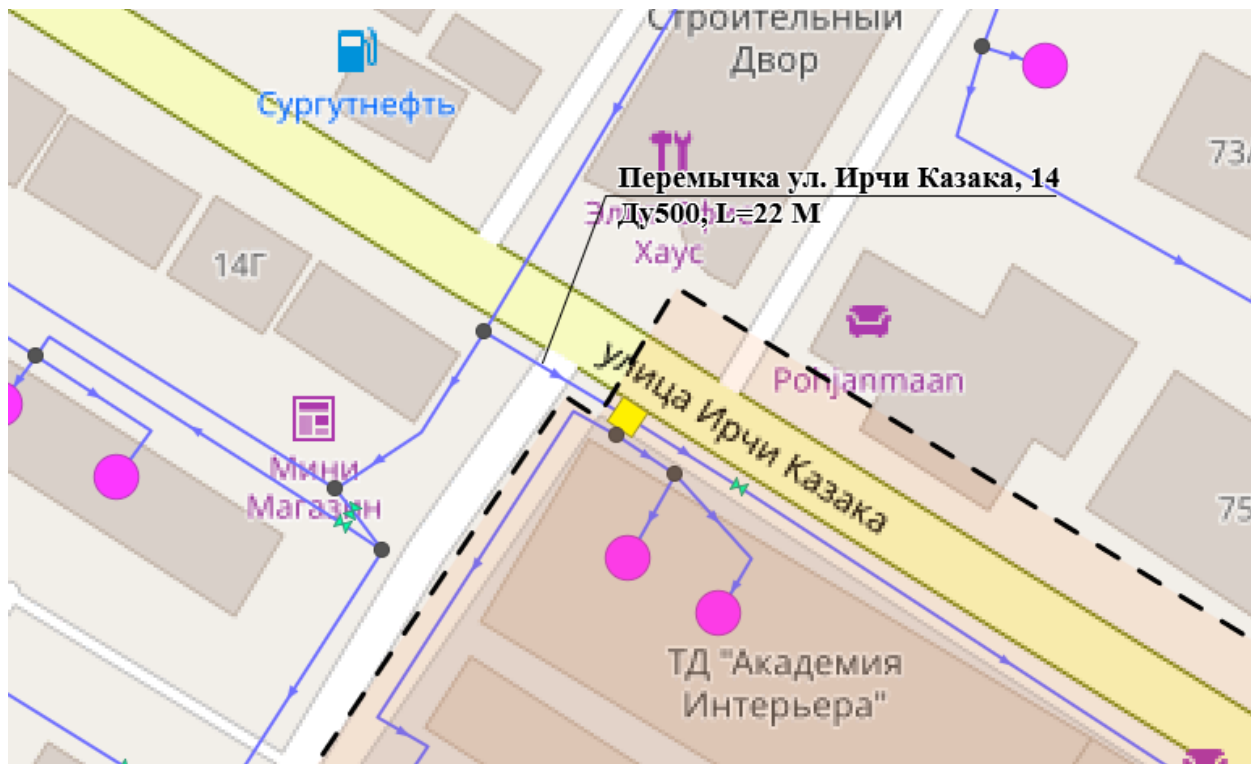


Рисунок 1.10.27. Перемычка по ул. Ирчи Казака, 14

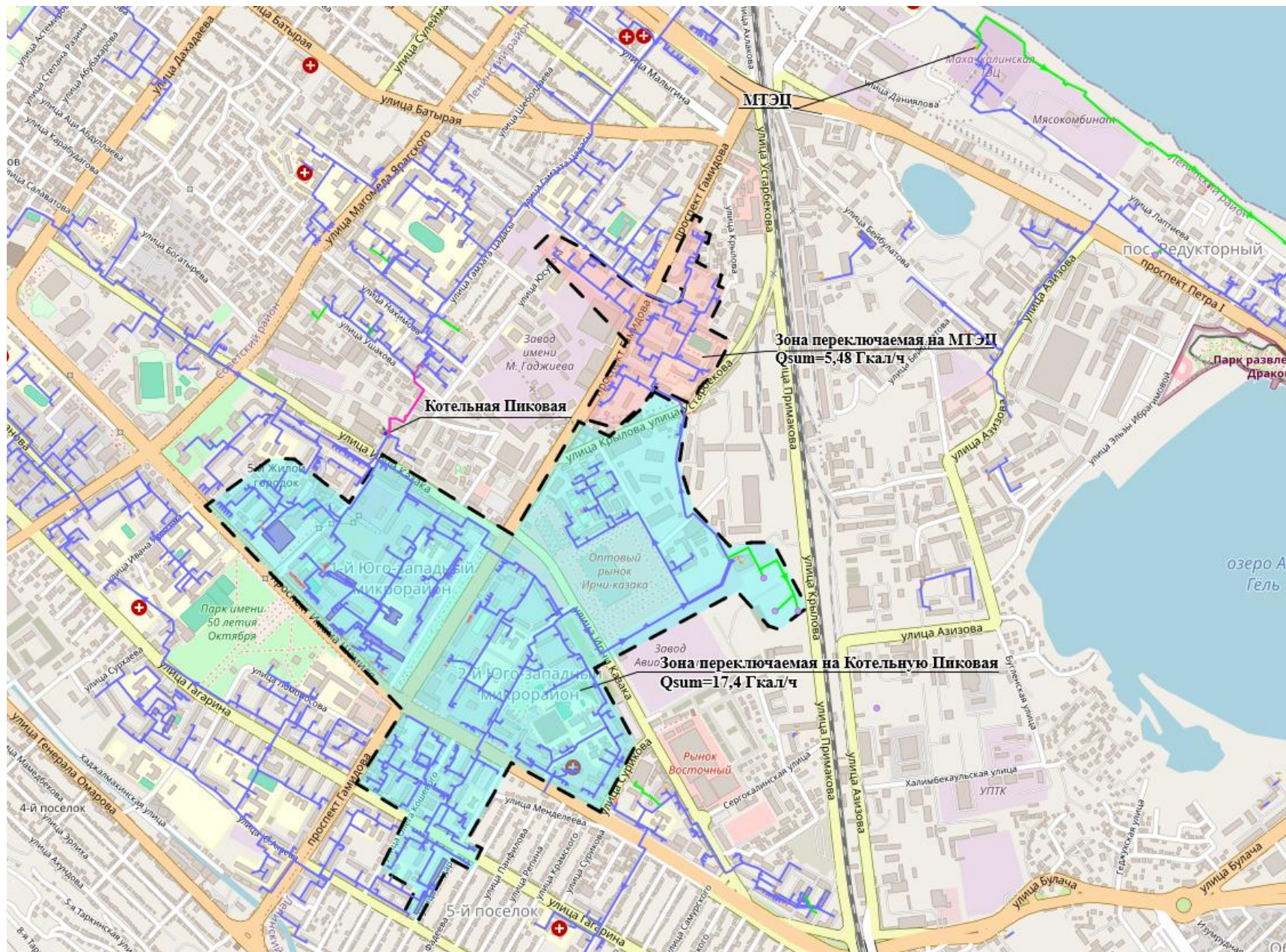


Рисунок 1.10.28. Зона ДЭМ с распределенная на новые источники

Расчеты показывают, что при возникновении аварийной ситуации на котельной ДЭМ (22,89 Гкал/ч), ее тепловая нагрузка может быть перераспределена между МТЭЦ (5,48 Гкал/ч) через перемычку по адресу ул. Гамидова, 13 - Ду250, протяженностью 7 м и котельной Пиковая (17,4 Гкал/ч). через перемычку, расположенной по адресу ул. Ирчи Казака, 14 – Ду500, протяженностью 22 м, без снижения качества теплоснабжения.

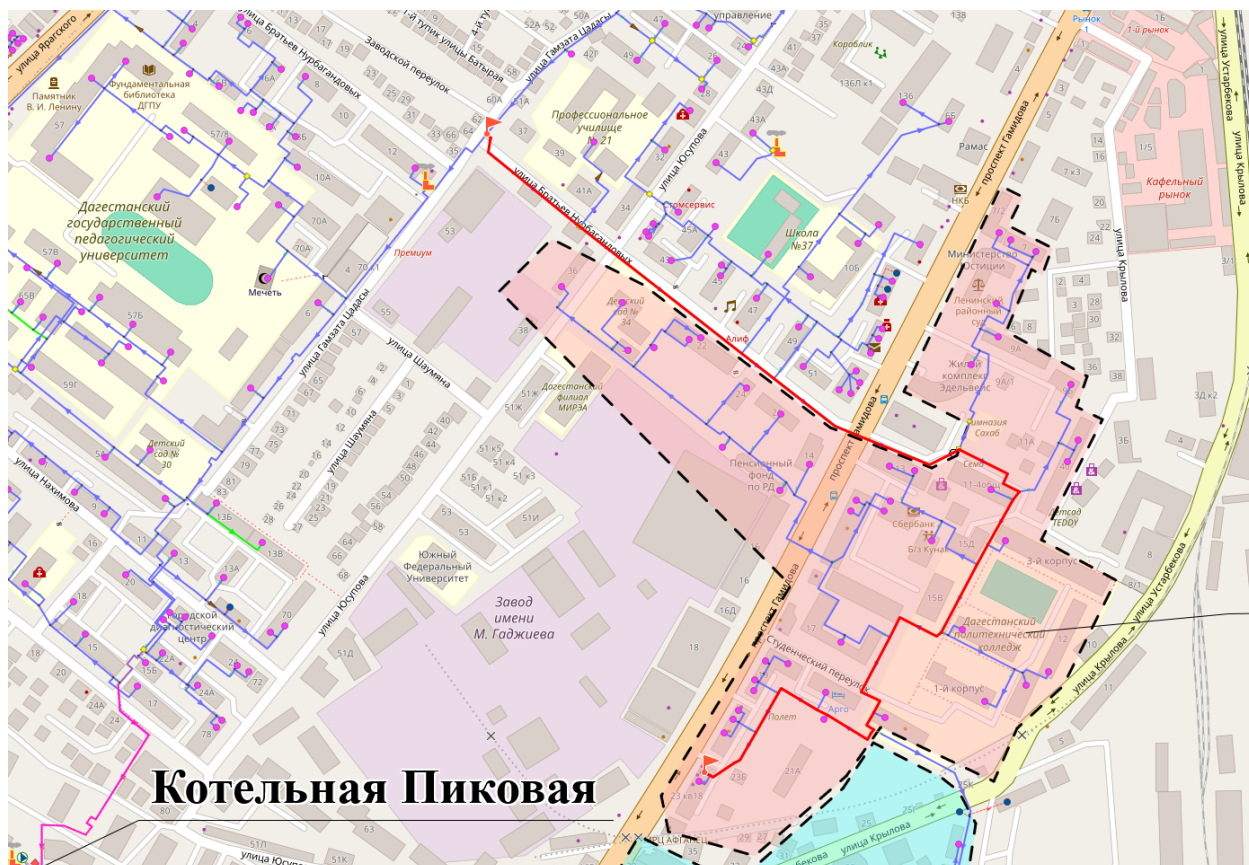


Рисунок 1.10.29. Путь пьезометрического графика через перемычку по ул.

Гамидова, 13

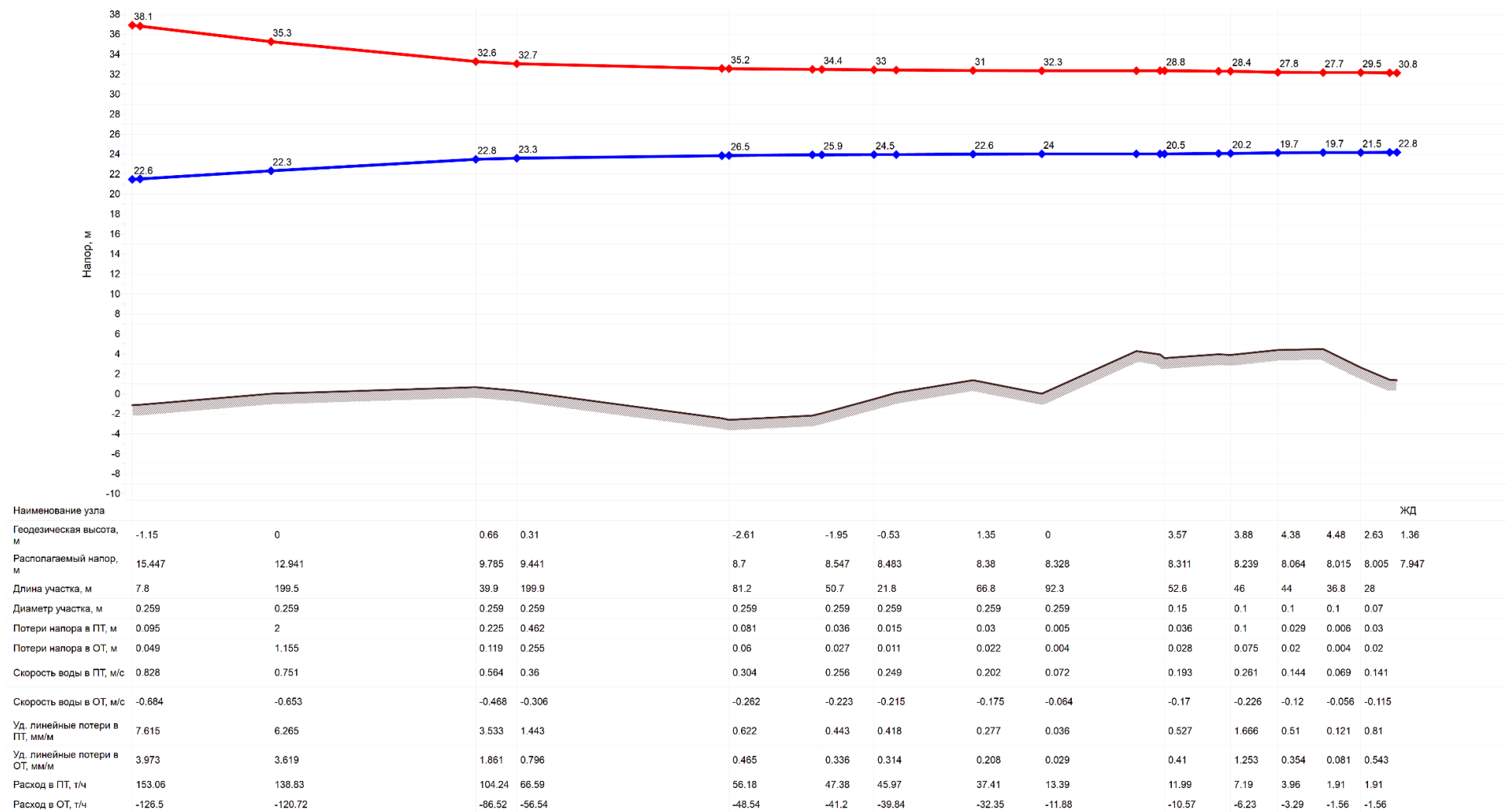


Рисунок 1.10.30. Пьезометрический график через перемычку по ул. Гамидова, 13

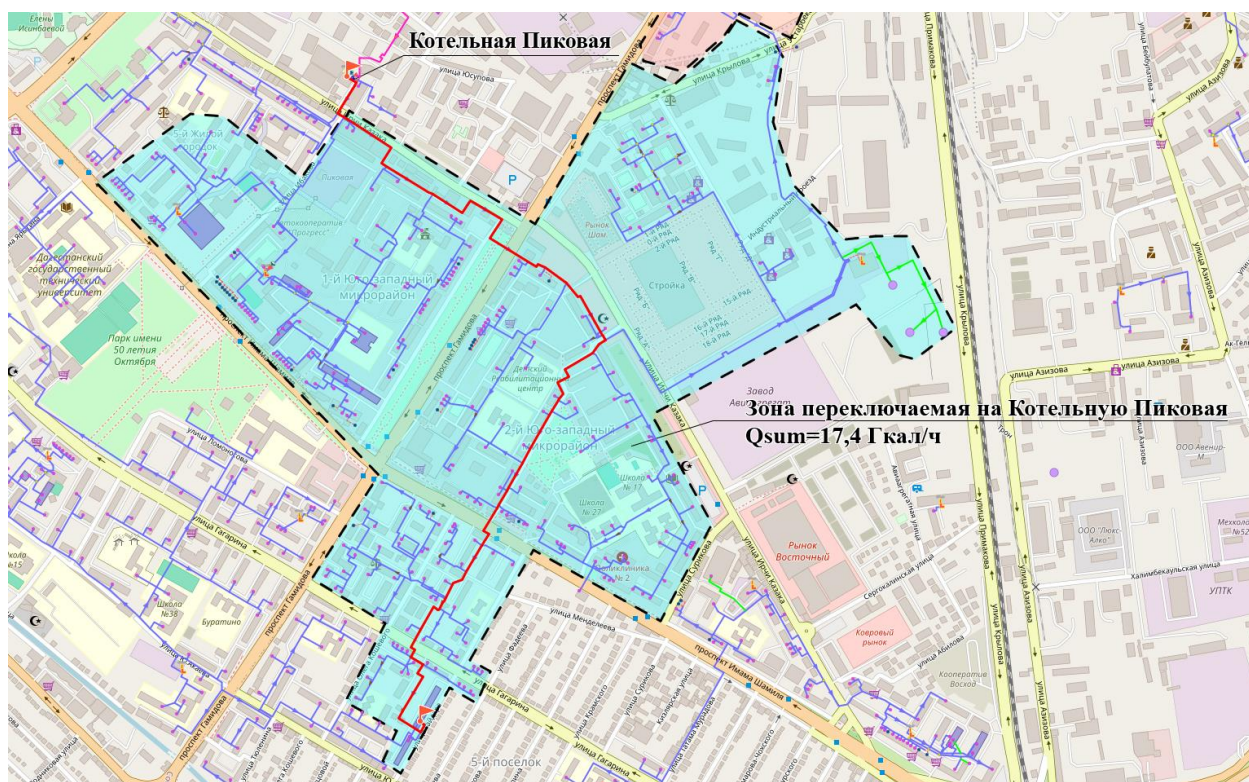


Рисунок 1.10.31. Путь пьезометрического графика через перемычку по ул. Ирчи
Казака, 14

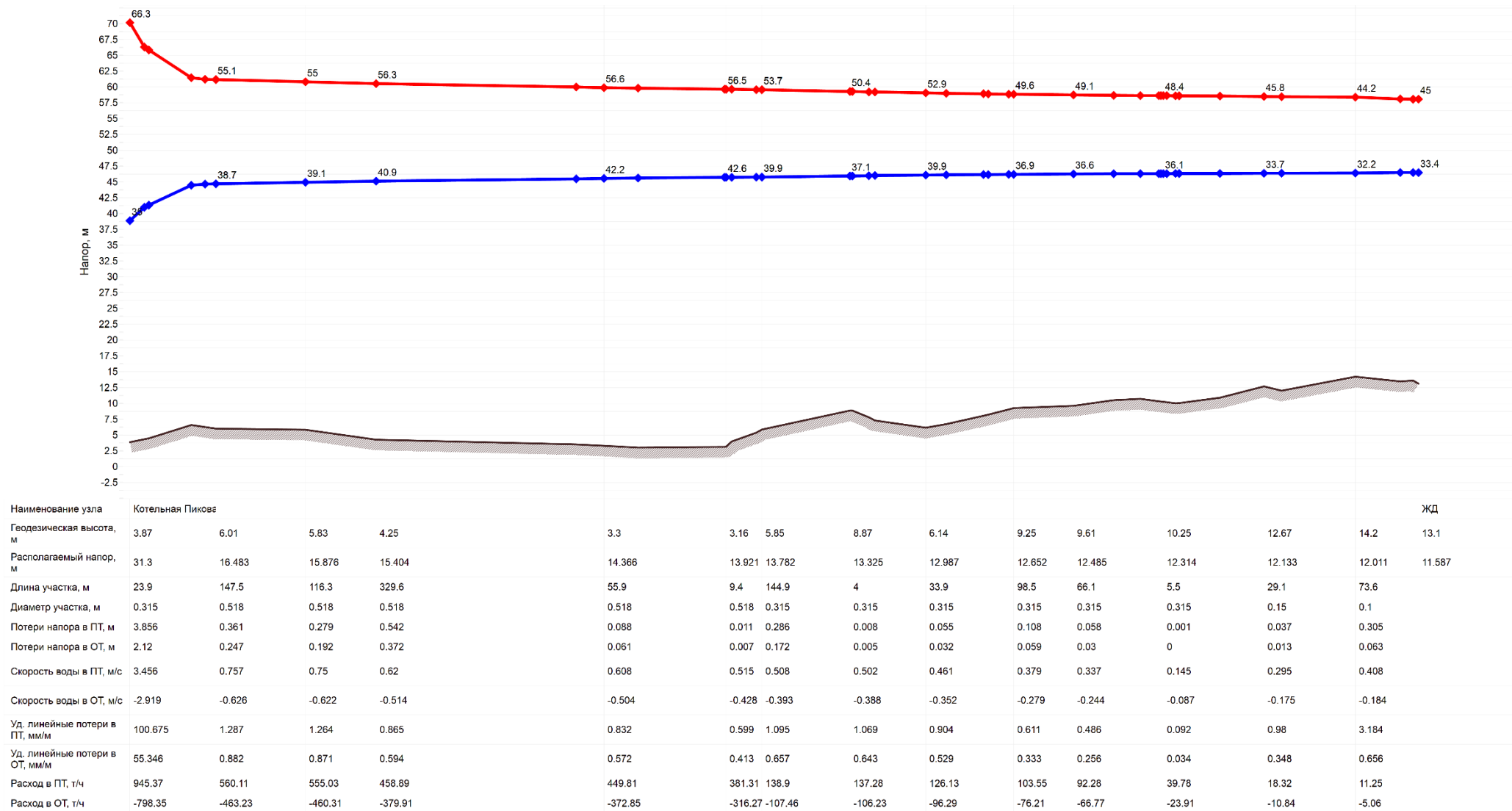


Рисунок 1.10.32. Пьезометрический график через перемычку по ул. Ирчи Казака, 14

1.10.6.2. Моделирование аварийной ситуации с прекращением отпуска тепловой энергии на Махачкалинской ТЭЦ

При возникновении аварии на Махачкалинской ТЭЦ возможности аварийного теплоснабжения потребителей на текущий момент не существует.

Однако расчеты показывают, что если увеличить диаметр существующей перемычки (2Ду150, длиной 330 м) между котельной Пиковая и МТЭЦ вплоть до 2Ду500, то появится возможность переключить часть потребителей МТЭЦ в случае прекращения теплоснабжения на котельную Пиковая.

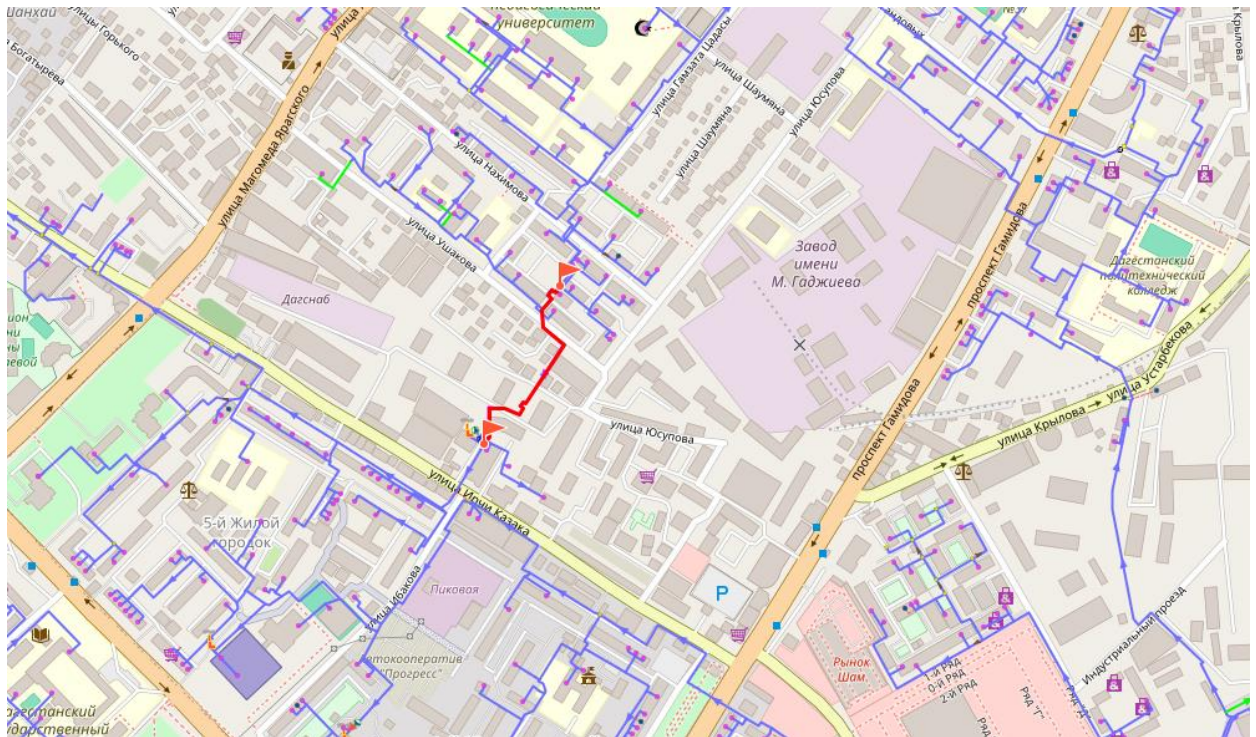


Рисунок 1.10.33. Перемычка между котельной Пиковая и МТЭЦ

Были проведены расчеты при увеличении диаметра этой перемычки до 2Ду500.

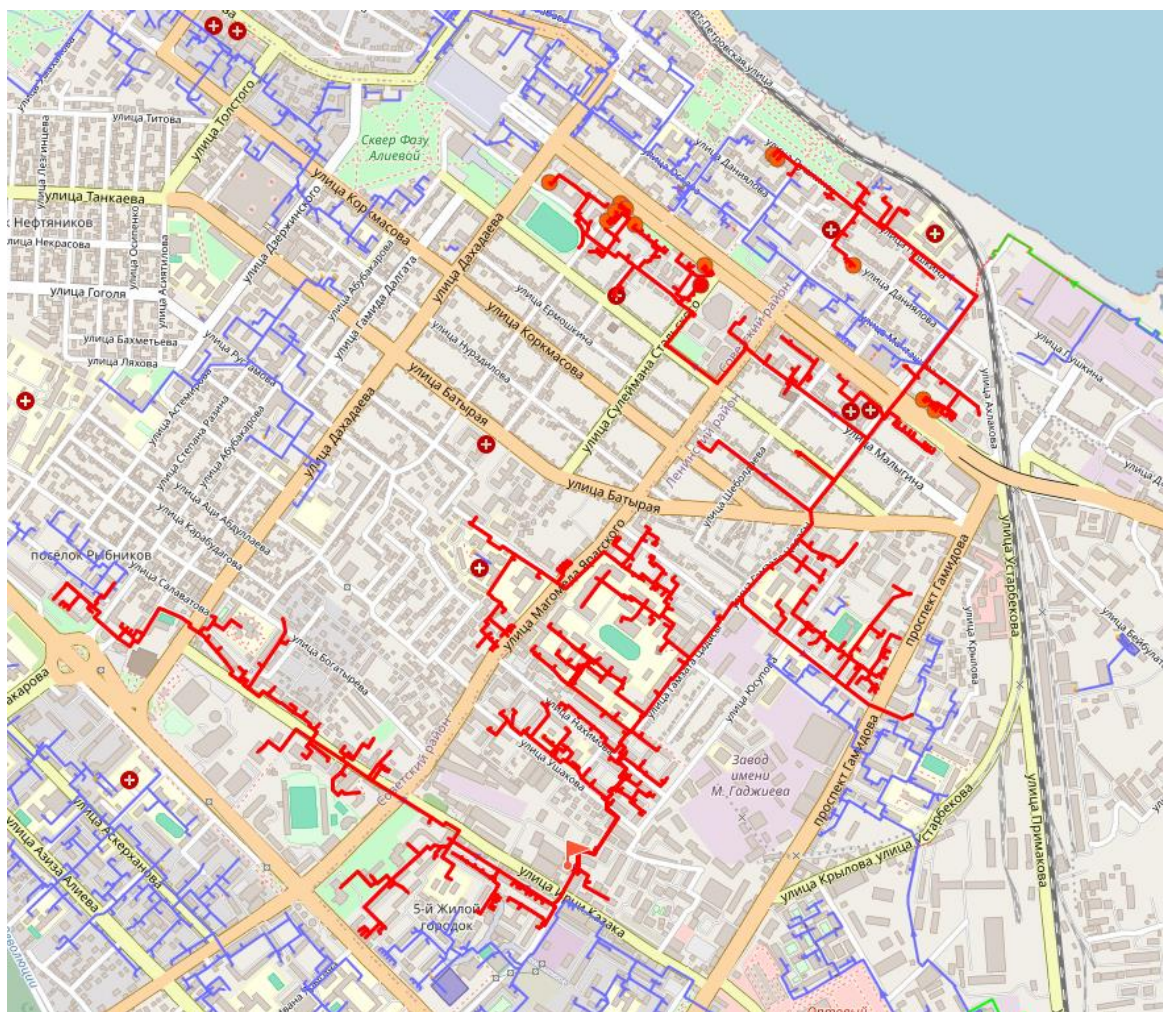


Рисунок 1.10.34. Новая зона теплоснабжения котельной Пиковая при аварийном подключении части потребителей ТЭЦ

Оранжевыми и красными точками отмечены потребители, у которых ухудшится качество теплоснабжения (температура внутреннего воздуха упадет вплоть до 14 градусов – для оранжевых, ниже 14 градусов – для красных) в связи с уменьшением располагаемого напора.

Согласно пьезометрическому графику до самого удаленного потребителя от котельной Пиковая располагаемый напор на нем составит 2,71 м.вод.ст. Суммарная подключаемая тепловая нагрузка составит 16,5 Гкал/ч.



Рисунок 1.10.35. Путь пьезометрического графика от котельной Пиковая

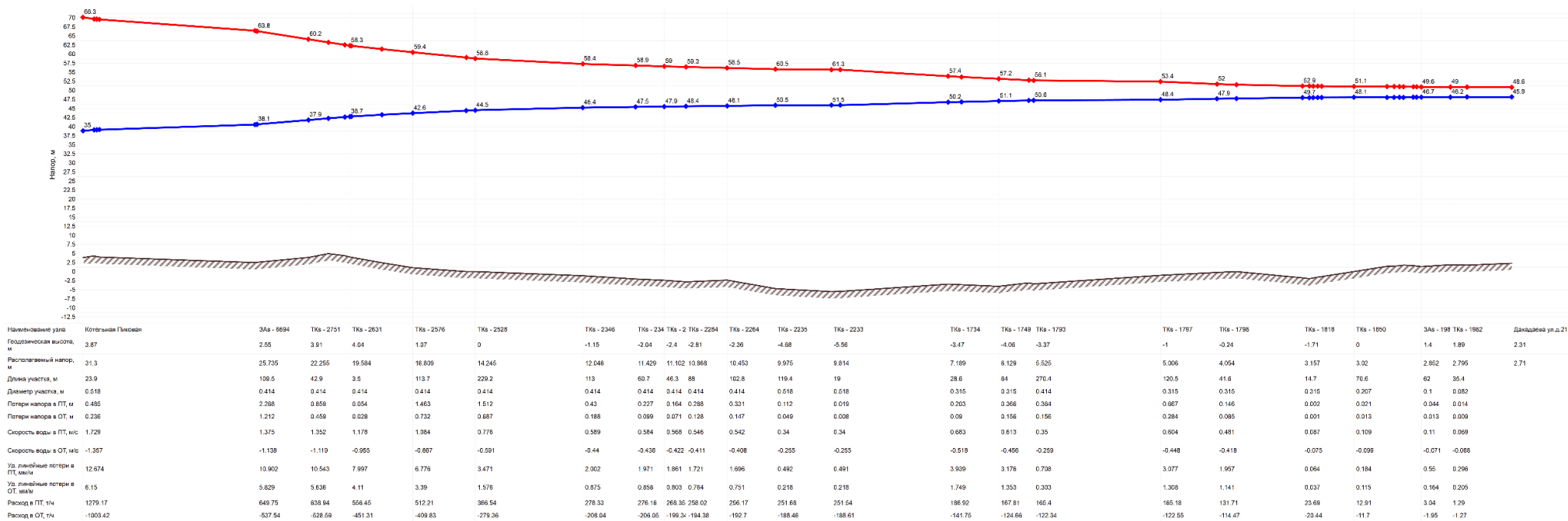


Рисунок 1.10.36. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Общий

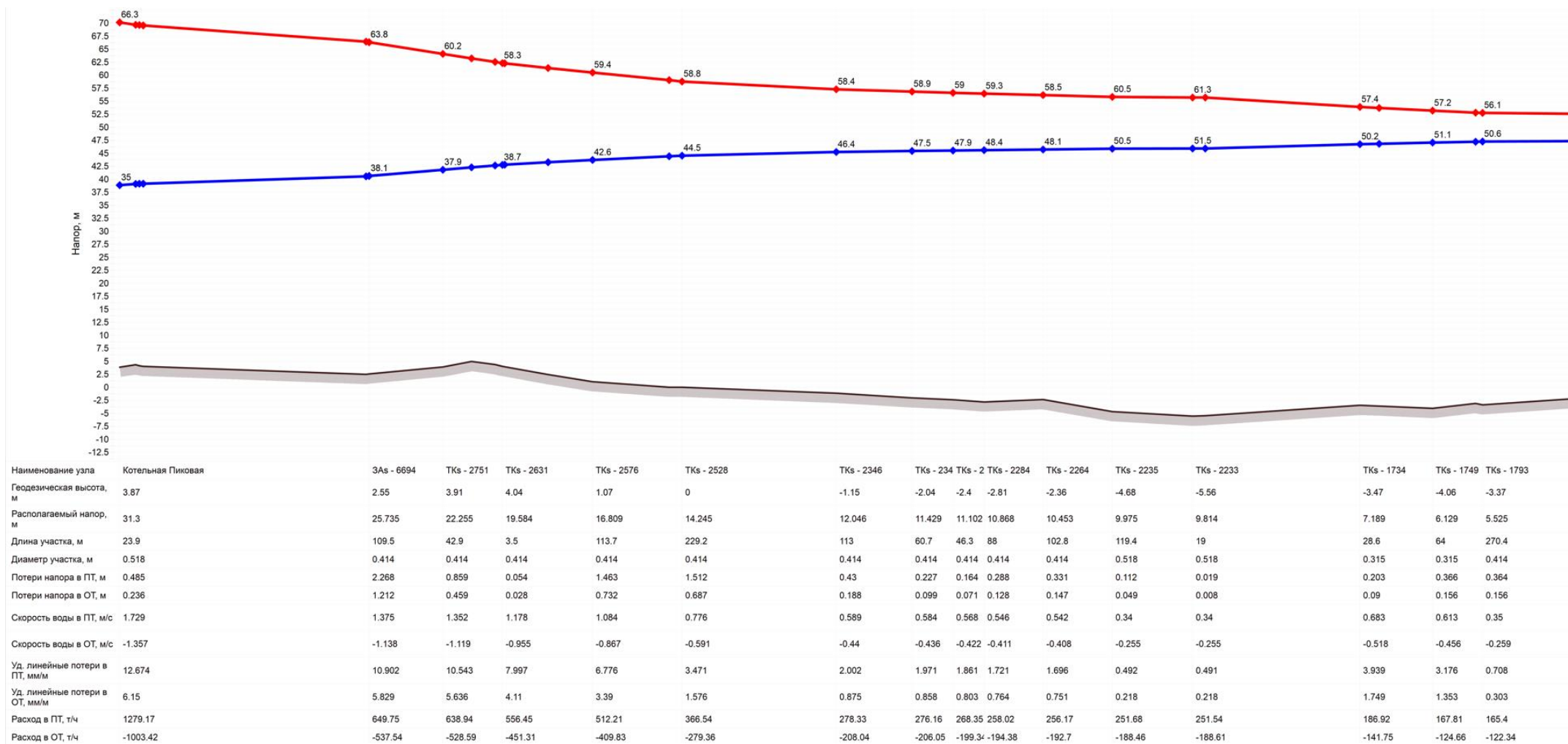


Рисунок 1.10.37. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Часть 1 из 2

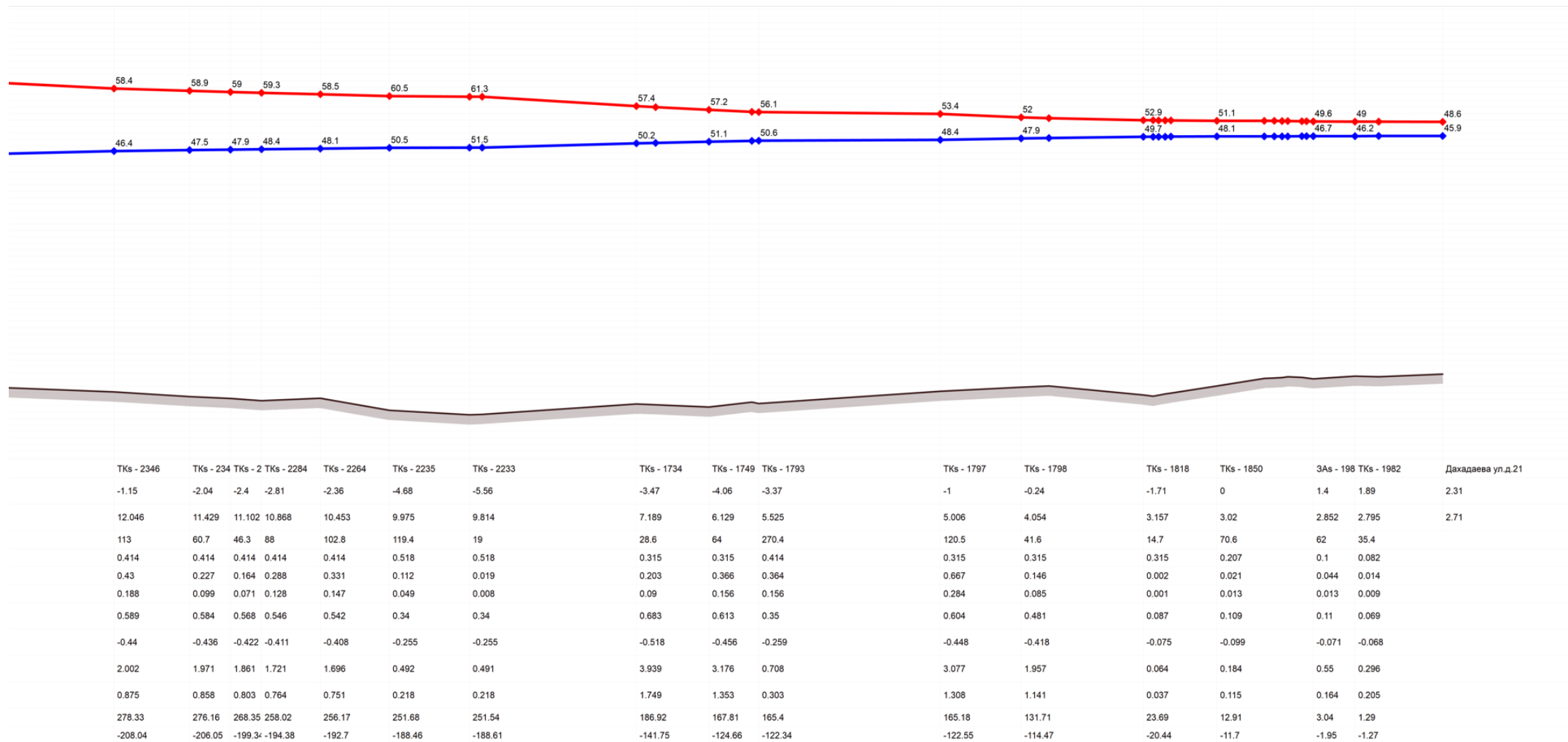


Рисунок 1.10.38. Пьезометрический график от котельной Пиковая. Часть 2 из 2

1.10.6.3. Моделирование аварийной ситуации при отказе элементов тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения

При возникновении аварии в любом месте на участке 2Ду200 протяженностью 386 метров, расположенного от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А теплоснабжение потребителей возможно осуществить через участок 2Ду150 протяженностью 121 м, который расположен вдоль дома по адресу пр-т. Шамиля, д.73А.

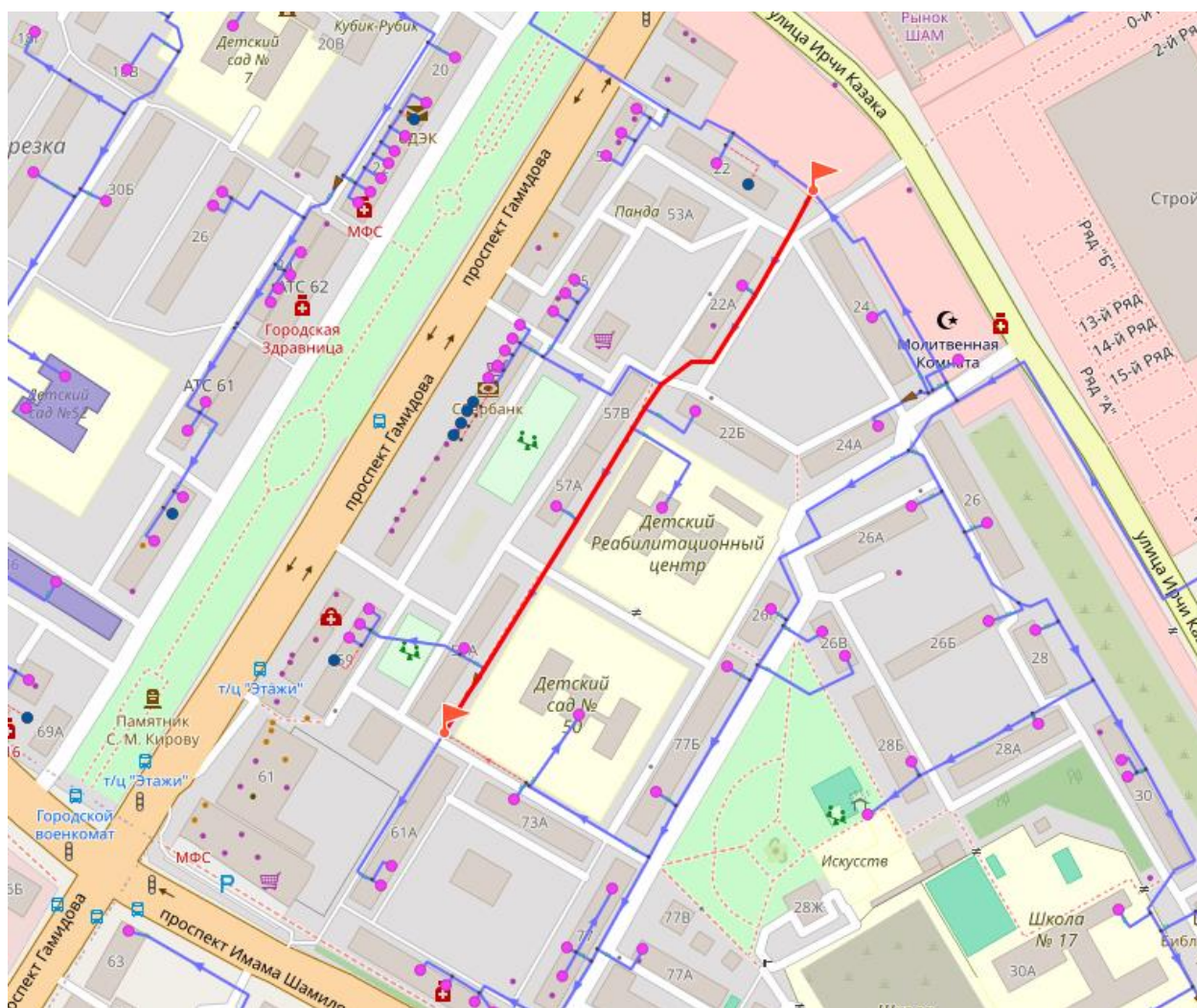


Рисунок 1.10.39. Участок 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А

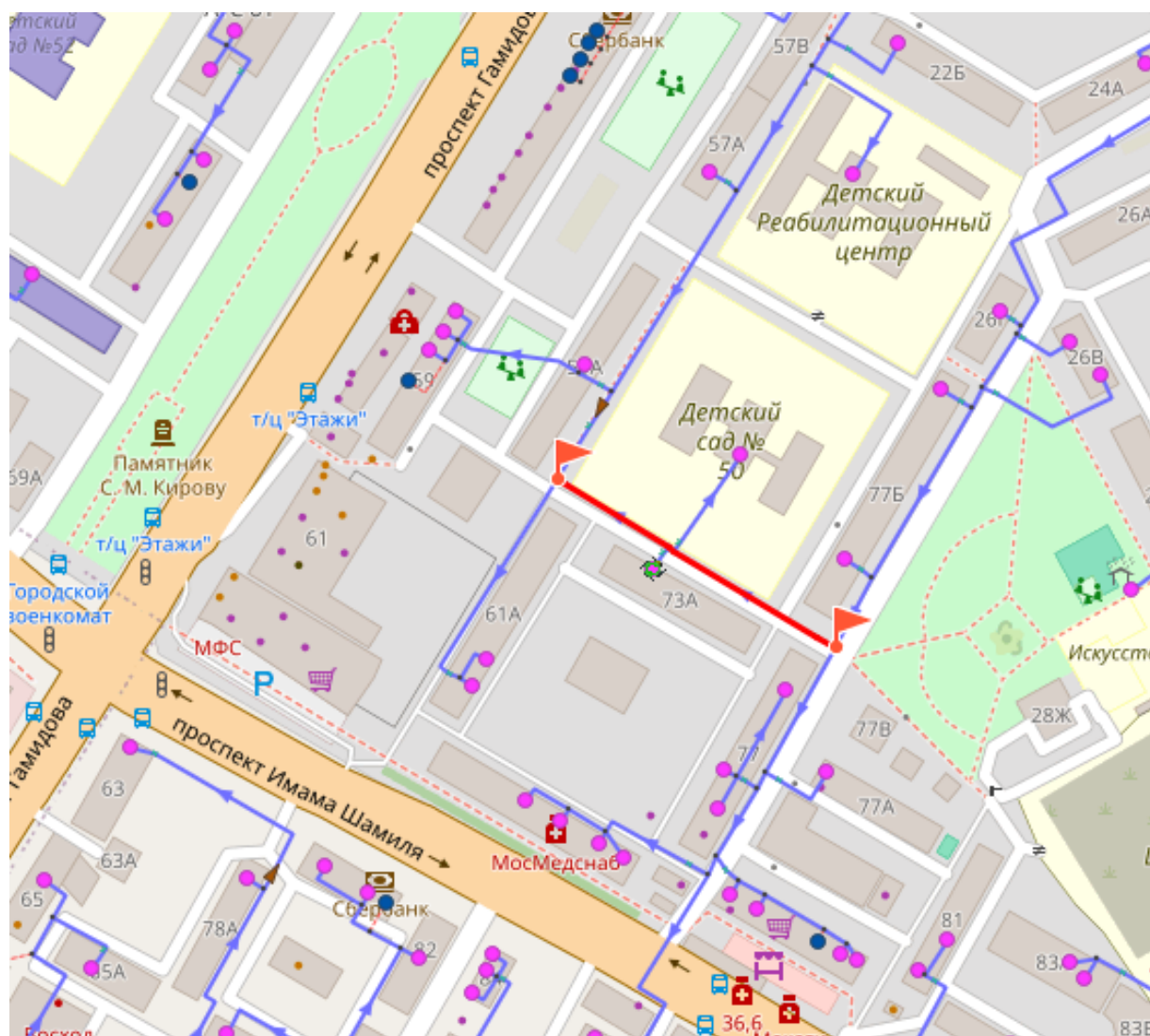


Рисунок 1.10.40. Резервирующий участок 2Ду150 расположенный вдоль дома по адресу пр-т. Шамиля, д.73А

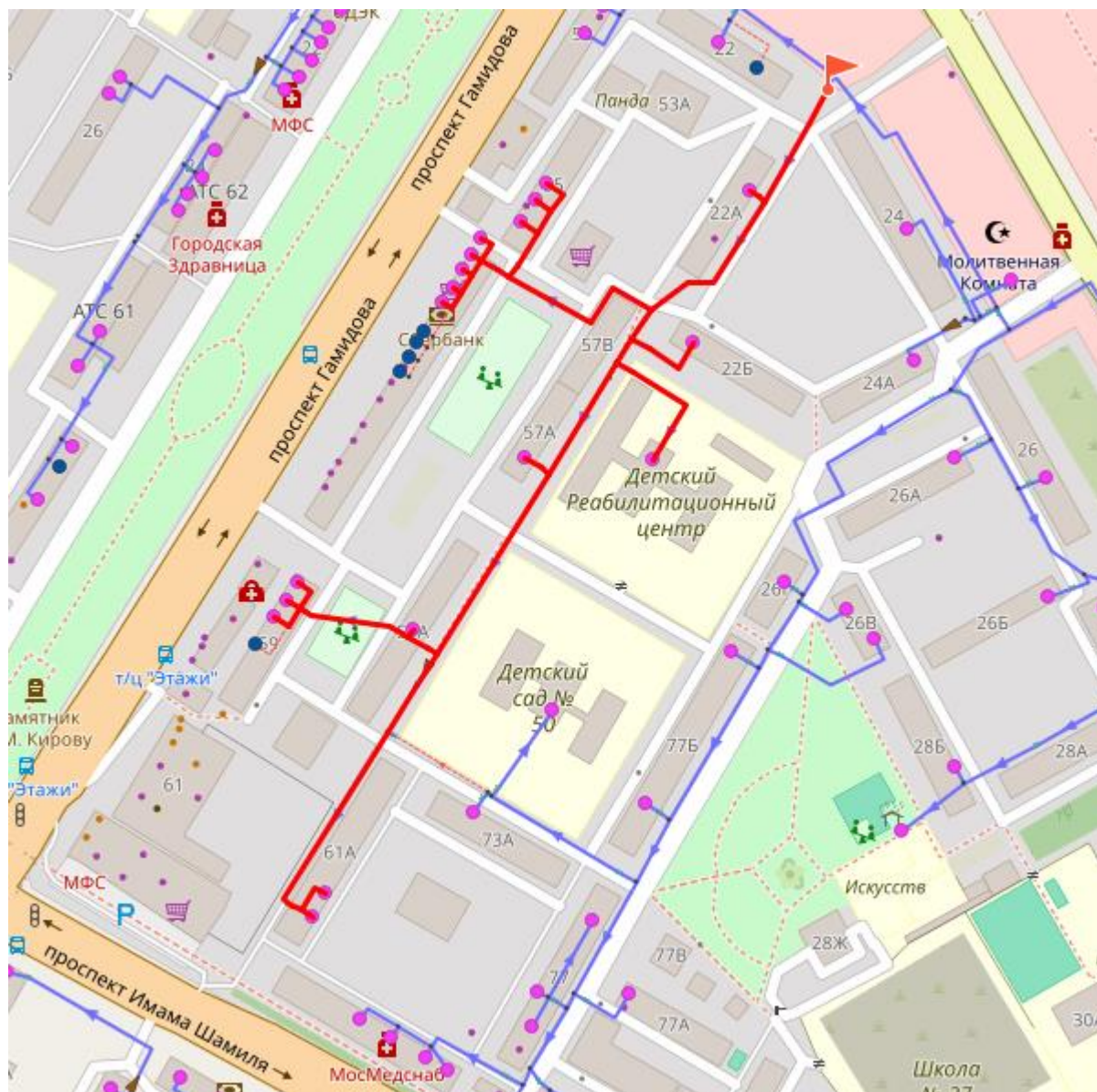


Рисунок 1.10.41. Потребители, запитанные от участка 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А

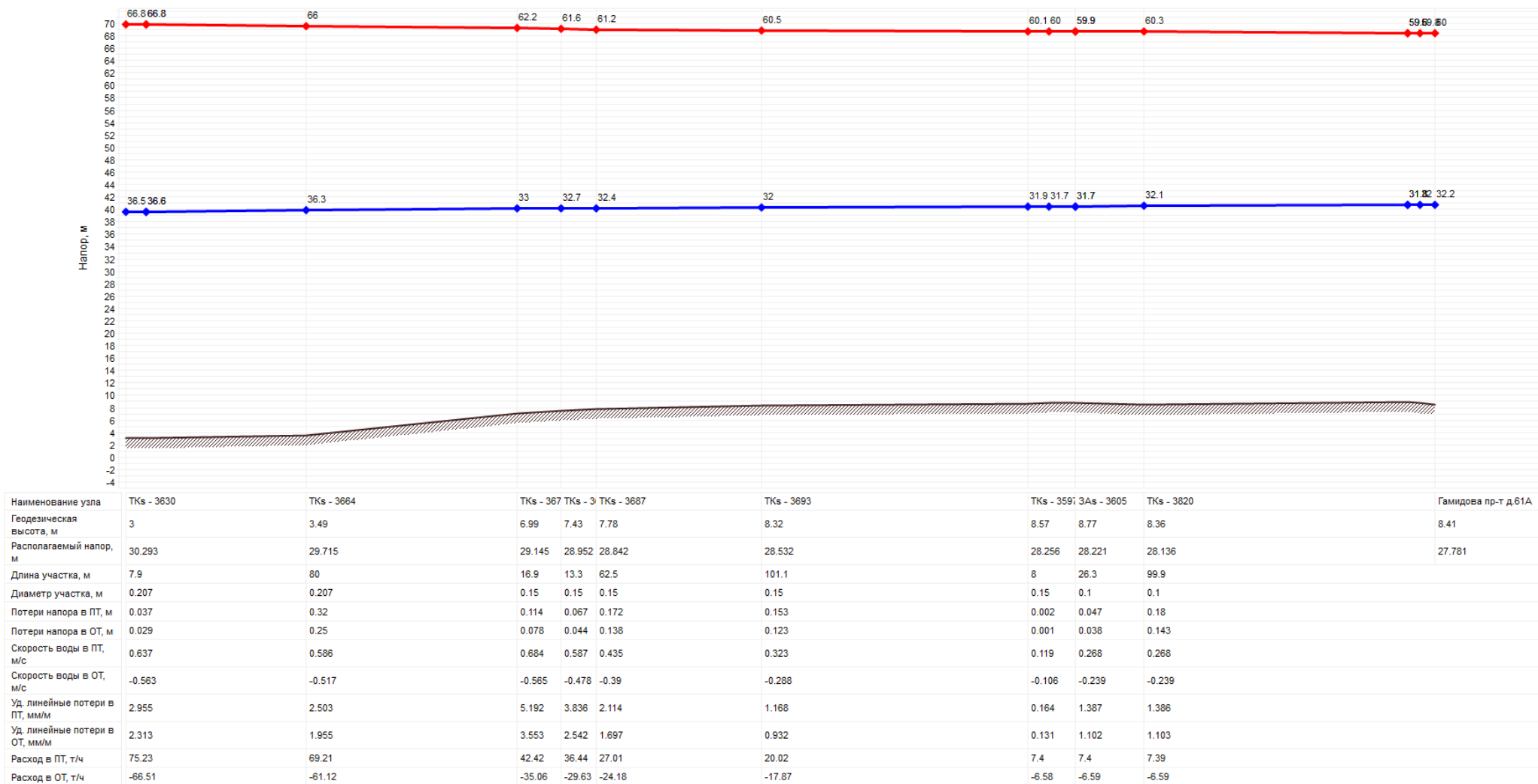


Рисунок 1.10.43. Пьезометрический график по участку 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А

Расчет с моделированием аварии на участке 2Ду200 между домами Гамидова пр-т д.57В - Ирчи Казака ул.д.22А. В расчете данный участок отключен.

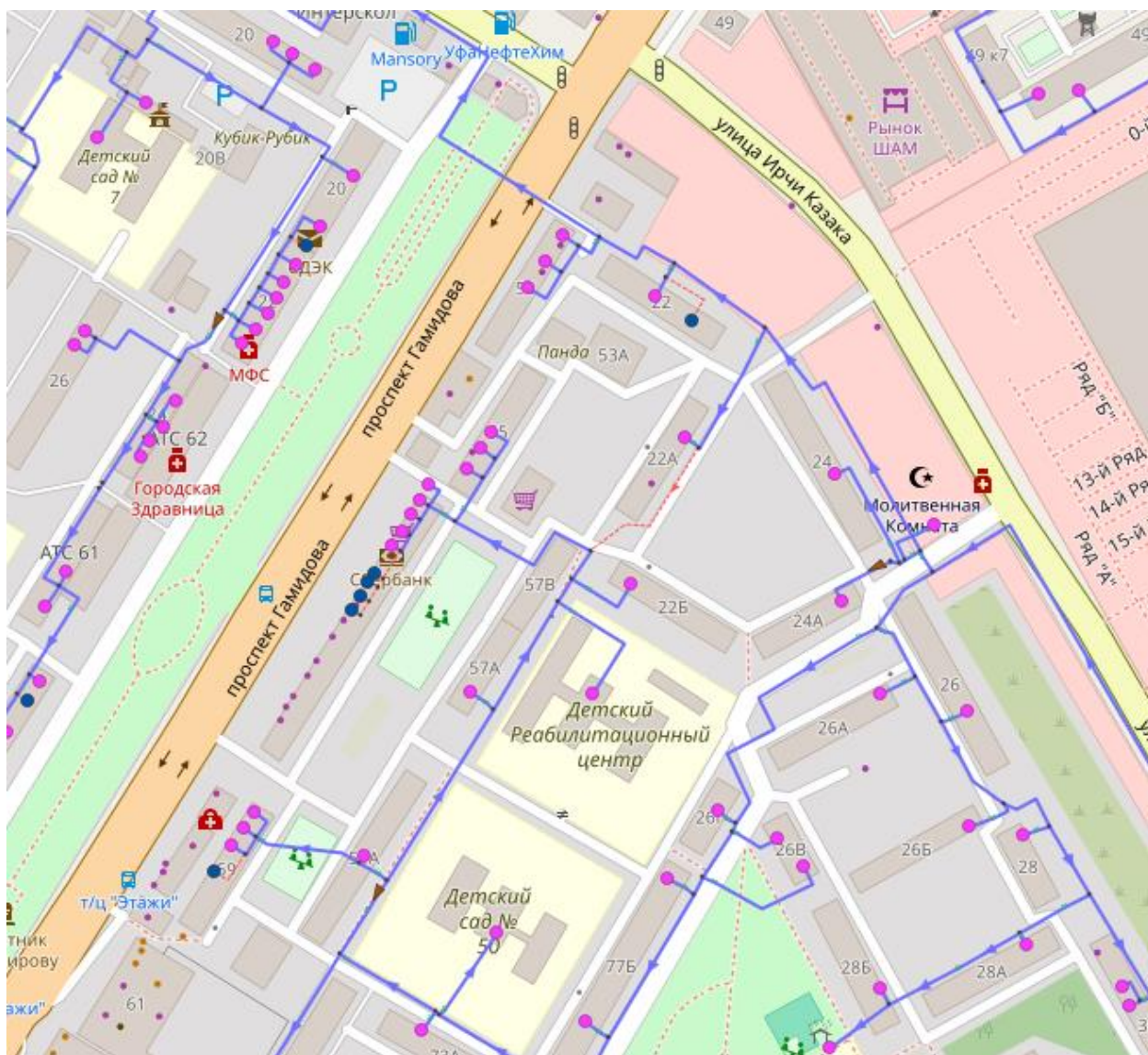


Рисунок 1.10.44. Отключение участка 2Ду200 от ул. Ирчи Казака, д.22А до пр-т. Гамидова, д.61А

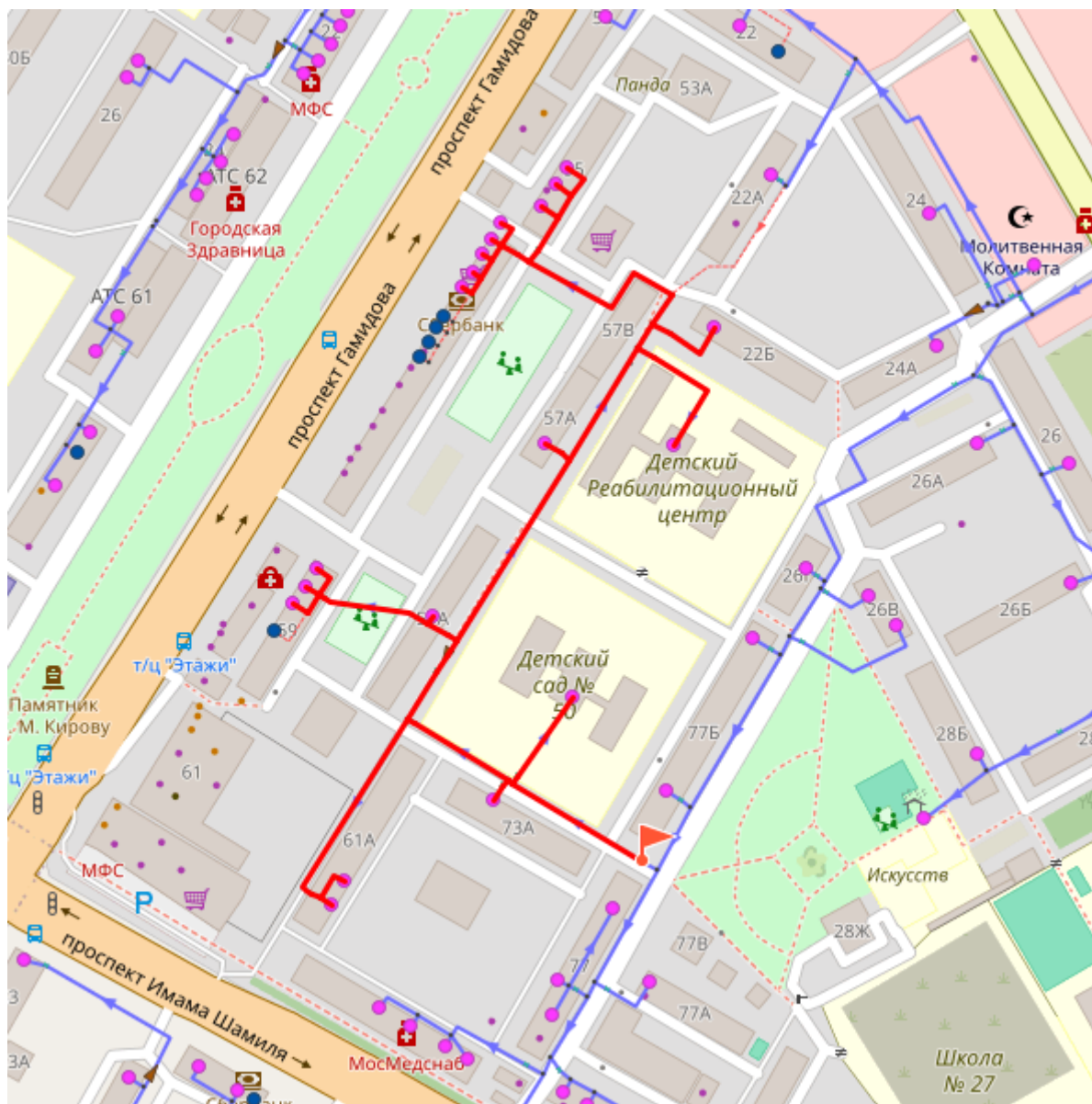


Рисунок 1.10.45. Потребители, переключенные на резервирующий участок 2Ду150
расположенный вдоль дома по адресу пр-т. Шамиля, д.73А

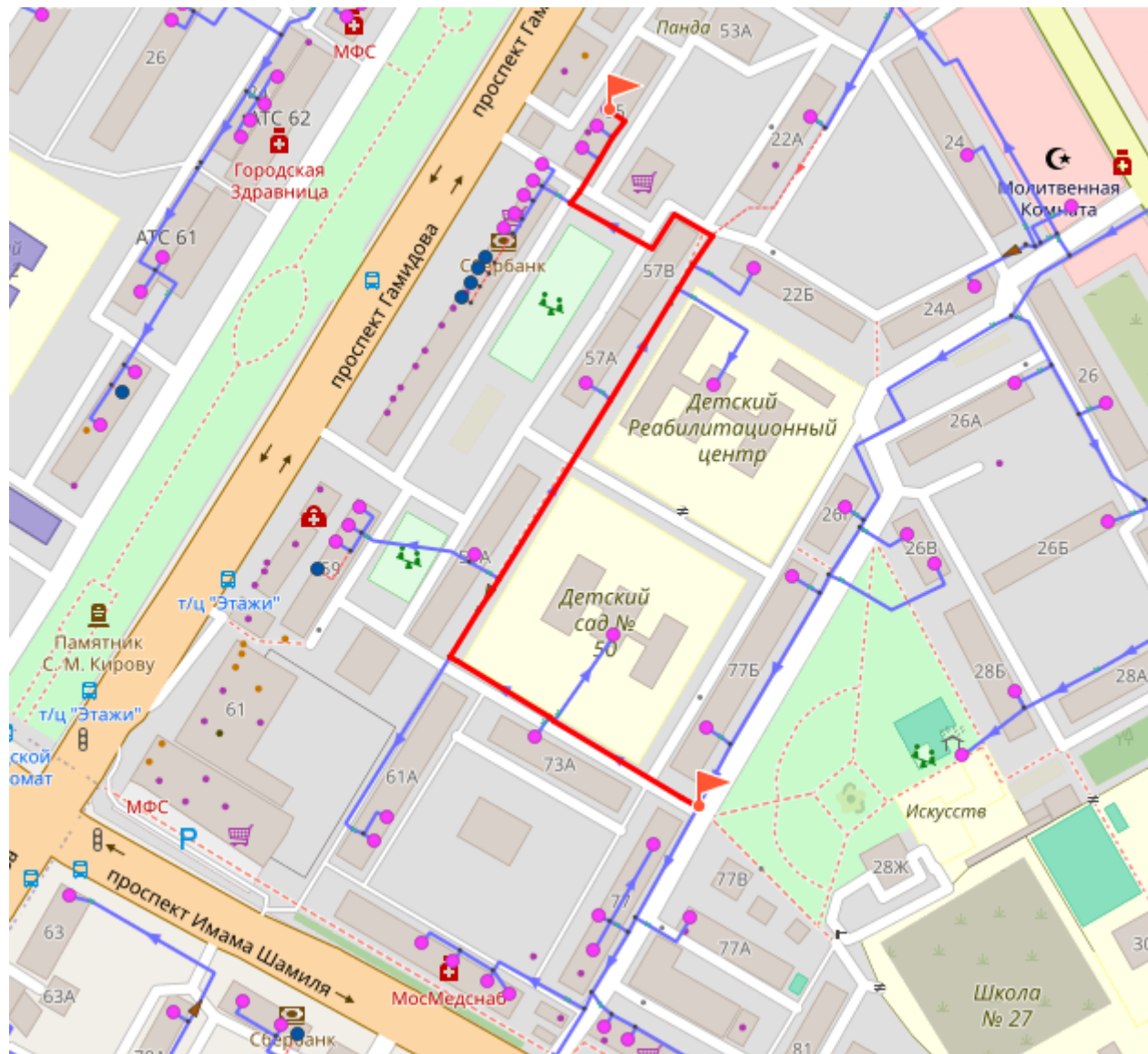


Рисунок 1.10.46. Путь пьезометрического графика по участку от пр-т. Шамиля, д.73А до пр-т. Гамидова, 55

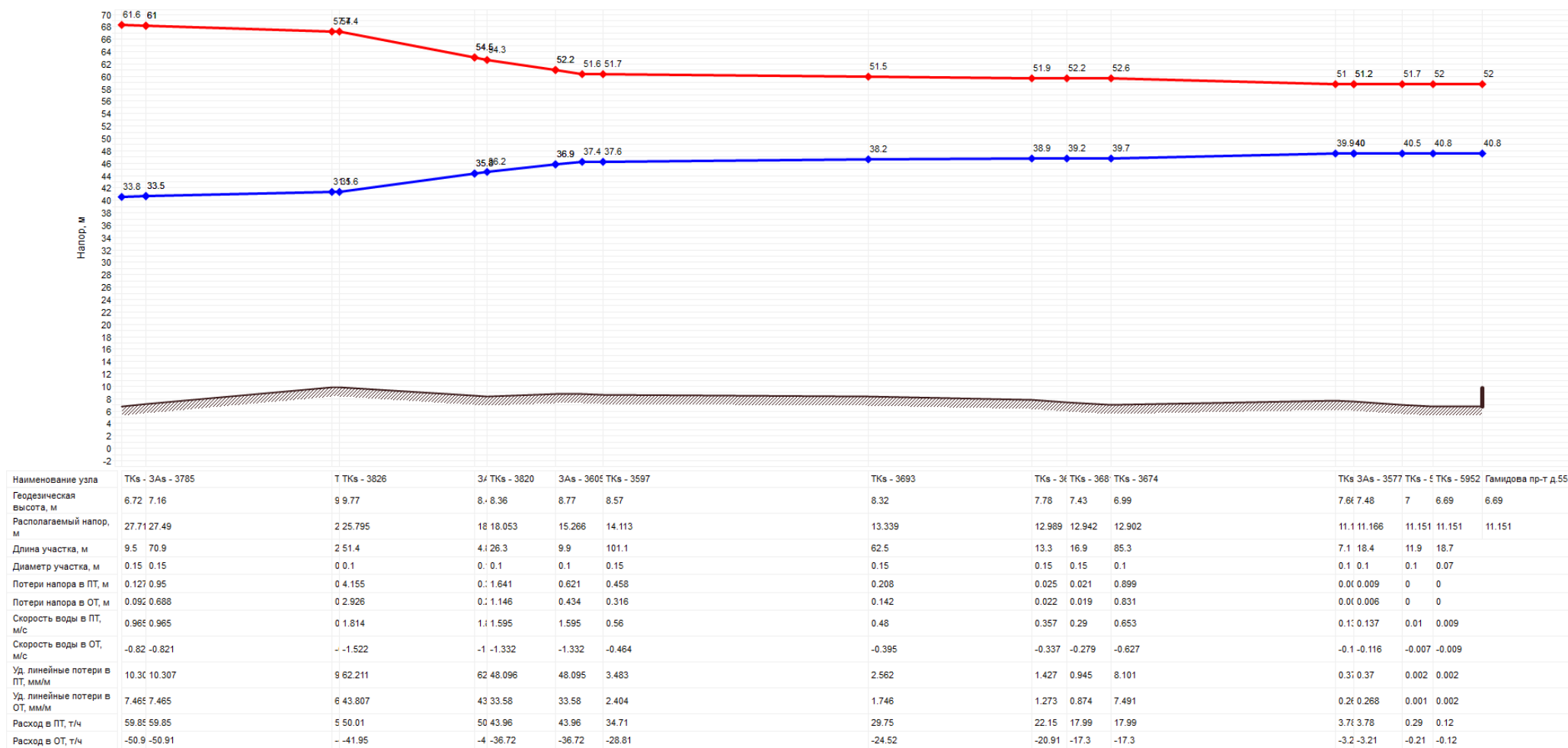


Рисунок 1.10.47. Пьезометрический график по участку от пр-т. Шамяля, д.73А до пр-т. Гамидова, 55

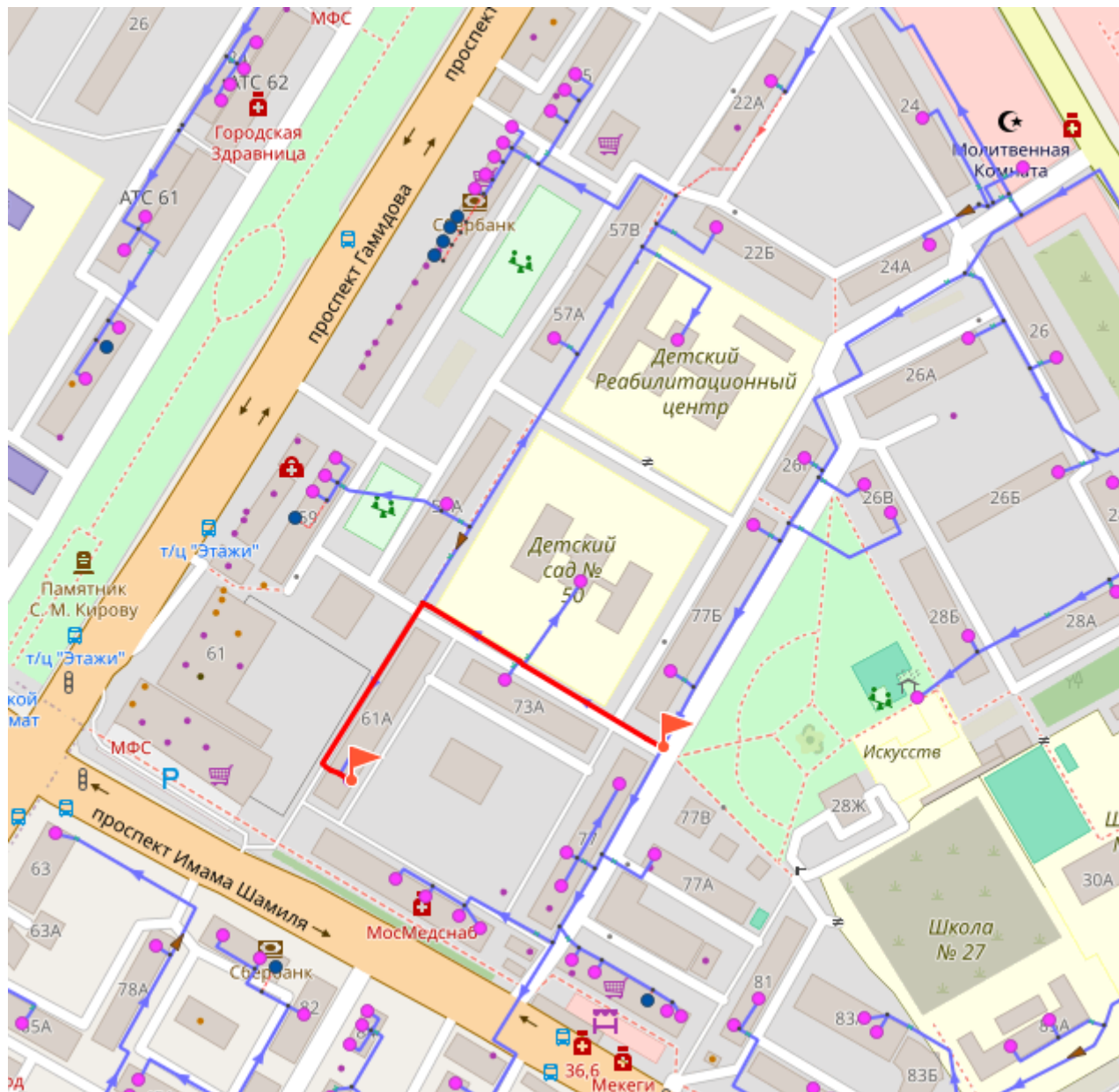


Рисунок 1.10.48. Путь пьезометрического графика по участку от пр-т. Шамиля, д.73А до пр-т. Гамидова, 61А

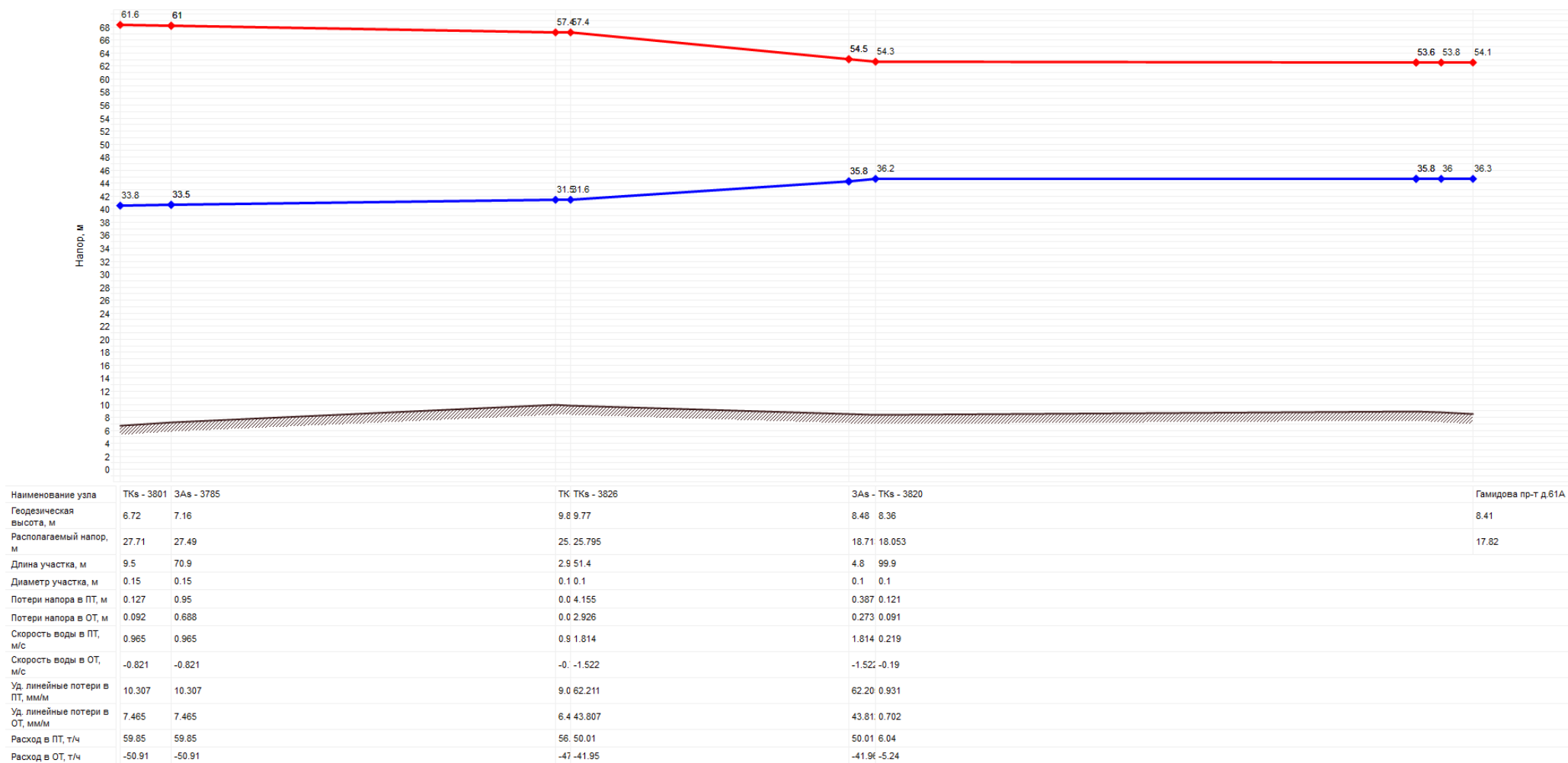


Рисунок 1.10.49. Пьезометрический график по участку от пр-т. Шамиля, д.73А до пр-т. Гамидова, 61А

При существующих диаметрах и существующих давлениях в подающих и обратных трубопроводах данное переключение способствует решению аварийной ситуации на участке домами Гамидова пр-т д.57В - Ирчи Казака ул.д.22А.

1.10.7. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Общий учет повреждаемости трубопроводов тепловых сетей от источников тепловой энергии города Махачкала не ведется.

1.10.8. Частота отключений потребителей

Статистика аварий и повреждений в тепловых сетях теплоснабжающими организациями г. Махачкала, осуществляющими централизованное теплоснабжение, не ведется.

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

Статистика аварий и повреждений в тепловых сетях теплоснабжающими организациями г. Махачкала, осуществляющими централизованное теплоснабжение, не ведется.

1.10.10. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора

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. N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» за ретроспективный период 2019-2023 гг. не происходило.

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

Статистика аварий и повреждений в тепловых сетях теплоснабжающими организациями г. Махачкала, осуществляющими централизованное теплоснабжение, не ведется.

1.10.12. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Результаты расчета стационарной вероятности рабочего состояния самой крупной тепловой сети в г. Махачкала от источников тепловой энергии ООО «Дагестанэнерго», выполненного на базе программного комплекса «ZuluGIS» и сопоставление со значениями в утвержденной схеме теплоснабжения г. Махачкала 2015 г. следующие:

- МТЭЦ – 0,948946 (в схеме теплоснабжения 2015 г. – 0,177856);
- ДЭМ – 0,979590 (в схеме теплоснабжения 2015 г. – 0,973541);
- Пиковая – 0,993821;
- БПК – 0,996047 (в схеме теплоснабжения 2015 г. – 0,995754).

Значительных структурных изменений тепловой сети, способных кардинально изменить показатели надежности, в самой крупной системе централизованного теплоснабжения г. Махачкала с 2015 г. не происходило.

Результаты расчета надежности на базе программного комплекса «ZuluGIS» приведены в Приложениях 1 – 8 к настоящему тому схемы теплоснабжения.

1.11. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.11.1. Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии, показатели хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Основные технико-экономические показатели применяются для планирования и анализа организации производства и труда, уровня техники, качества продукции, использования основных и оборотных фондов, трудовых ресурсов; являются основой при разработке производственно-финансового плана предприятия, установления прогрессивных технико-экономических норм и нормативов.

Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии г. Махачкала представлены в таблицах 1.11.1.1 и 1.11.1.2.

Покупку и передачу тепловой энергии из смежных тепловых сетей или в смежные тепловые сети, а также покупку тепловой энергии на компенсацию потерь тепловой энергии при передаче, теплоснабжающие организации городского округа «город Махачкала» не осуществляют.

Таблица 1.11.1.1. Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии в зоне деятельности теплоснабжающих организаций (с НДС)

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
ООО «Дагестанэнерго»					
МТЭЦ					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	253,649	255,881	261,932	256,522	257,552
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	239,574	228,75	235,85	230,893	231,831
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	239,574	228,75	235,85	230,893	231,831
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	253,387	255,640	261,699	256,301	257,304
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	253,387	255,640	261,699	256,301	257,304
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	73 307	63 203	79 732	83 623	87 977
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	20 850	21 979	26 049	25 362	26 966
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	170 895	181 465	228 876	236 881	251 305
Прибыль, тыс. руб.	16 898	49 775	6 989	8 169	7 139
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	281 950	316 422	341 646	354 035	373 387
Котельные ДЭМ, БПК, Пиковая					

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	176,127	187,714	189,100	191,722	192,161
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	165,856	174,052	169,396	172,965	167,768
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	165,856	174,052	169,396	172,965	167,768
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	176,127	187,714	189,100	191,722	192,161
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	176,127	187,714	189,100	191,722	192,161
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	38 098	35 520	45 151	47 622	49 223
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	10 428	11 084	12 689	12 406	14 285
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	141 650	159 119	200 272	214 873	223 543
Прибыль, тыс. руб.	8 946	29 586	10 504	5 750	5 003
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	199 122	235 309	268 616	280 651	292 054
ОАО «Махачкалатеплоэнерго»					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	444,188	442,069	458,248	462,794	455,153
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	417,107	428,001	437,610	439,358	434,990
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	417,107	428,001	437,610	439,358	434,990
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	444,188	442,069	458,248	462,794	455,153
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	444,188	442,069	458,248	462,794	455,153
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	122 246	124 654	127 851	132 015	138 536
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	34 031	34 147	34 415	35 328	36 896
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	398 746	438 383	438 214	455 232	482 775
Прибыль, тыс. руб.	9 336	10 097	10 499	10 877	11 465
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	564 359	607 281	610 979	633 452	669 672
ОАО «Махачкалатеплосервис»					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	-	-	-	-	132,677
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	-	-	-	-	128,975
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	0
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	128,975
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	-	-	-	-	132,677
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	0
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	132,677
Операционные (подконтрольные) расходы,	-	-	-	-	123 927

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
тыс. руб.					
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	-	-	-	-	39 515
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	-	-	-	-	98 025
Прибыль, тыс. руб.	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	-	-	-	-	261 467
ООО «Геоэкопром»					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	29,196	33,414	31,271	34,258	35,562
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	25,631	29,870	28,560	30,290	31,940
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	25,631	29,870	28,560	30,290	31,940
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	29,196	33,414	31,271	34,258	35,562
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	29,196	33,414	31,271	34,258	35,562
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	11 580	12 567	11 867	13 597	14 904
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	6 139	5 076	4 892	5 338	6 489
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	1 505	1 174	2 293	2 259	2 634
Прибыль, тыс. руб.	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	19 224	18 817	19 052	21 194	24 027
КПРД «ОКХОЗ»					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	21,633	23,722	23,906	23,238	23,429
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	21,510	23,584	23,767	23,104	23,297
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	21,510	23,584	23,767	23,104	23,297
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	21,633	23,722	23,906	23,238	23,429
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	21,633	23,722	23,906	23,238	23,429
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	-	-	-	26 996	14 727
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	-	-	-	12 256	6 686
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	-	-	-	40 619	22 158
Прибыль, тыс. руб.	-	-	-	70 416	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	-	-	-	150 287	43 571
МУП «Котельная»					
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	22,339	22,826	23,093	51,229	61,479

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	21,748	22,204	22,462	50,489	60,622
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	21,748	22,204	22,462	50,489	60,622
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	22,339	22,826	23,093	51,229	61,479
в паре, тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в горячей воде, тыс. Гкал	22,339	22,826	23,093	51,229	61,479
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	-	-	-	-	17 403
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	-	-	-	-	9 090
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	-	-	-	-	68 596
Прибыль, тыс. руб.	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	-	-	-	-	95 089

Таблица 1.11.1.2. Техничко-экономические показатели в зоне деятельности теплоснабжающих организаций (с НДС)

N	Наименование показателя	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
ООО «Дагестанэнерго»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	429,776	443,595	451,032	448,244	449,712
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,262	0,241	0,233	0,221	0,248
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	429,514	443,354	450,799	448,023	449,465
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	24,084	40,552	45,553	44,165	45,496
	то же в %	%	5,6	9,1	10,1	9,9	10,1
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	405,430	402,802	405,246	403,858	403,969
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	111 405	98 723	124 883	131 245	137 200
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	31 278	33 063	38 738	37 768	41 251
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	312 545	340 584	429 148	451 754	474 848
11	Прибыль	тыс. руб.	25 844	79 361	17 493	13 919	12 142
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	481 072	551 731	610 262	634 686	665 441

N	Наименование показателя	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
ОАО «Махачкалатеплоэнерго»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	444,188	442,069	458,248	462,794	455,153
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	444,188	442,069	458,248	462,794	455,153
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	27,081	14,068	20,638	23,436	20,163
	то же в %	%	6,10	3,18	4,50	5,06	4,43
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	417,107	428,001	437,610	439,358	434,990
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	122 246	124 654	127 851	132 015	138 536
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	34 031	34 147	34 415	35 328	36 896
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	398 746	438 383	438 214	455 232	482 775
11	Прибыль	тыс. руб.	9 336	10 097	10 499	10 877	11 465
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	564 359	607 281	610 979	633 452	669 672
ОАО «Махачкалатеплосервис»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	-	-	-	-	132,677
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	-	-	-	-	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	-	-	-	-	0
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	-	-	-	-	132,677
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	-	-	-	-	3,702
	то же в %	%	-	-	-	-	2,79
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	-	-	-	-	128,975
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	-	-	-	-	123 927
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	-	-	-	-	39 515
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических	тыс. руб.	-	-	-	-	98 025

N	Наименование показателя	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
	ресурсов, холодной воды и теплоносителя						
11	Прибыль	тыс. руб.	-	-	-	-	-
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	-	-	-	-	261 467
ООО «Геоэкопром»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	29,196	33,414	31,271	34,258	35,562
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	29,196	33,414	31,271	34,258	35,562
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	3,565	3,544	2,711	3,968	3,622
	то же в %	%	12,21	10,61	8,67	11,58	10,19
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	25,631	29,870	28,560	30,290	31,940
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	11 580	12 567	11 867	13 597	14 904
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	6 139	5 076	4 892	5 338	6 489
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 505	1 174	2 293	2 259	2 634
11	Прибыль	тыс. руб.	-	-	-		-
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	19 224	18 817	19 052	21 194	24 027
КПРД «ОКХОЗ»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	21,633	23,722	23,906	23,238	23,429
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	21,633	23,722	23,906	23,238	23,429
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,123	0,138	0,138	0,134	0,135
	то же в %	%	0,57	0,58	0,58	0,58	0,57
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	21,510	23,584	23,767	23,104	23,297

N	Наименование показателя	Един. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	-	-	-	26 996	14 727
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	-	-	-	12 256	6 686
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	-	-	-	40 619	22 158
11	Прибыль	тыс. руб.	-	-	-	70 416	-
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	-	-	-	150 287	43 571
МУП «Котельная»							
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	22,339	22,826	23,093	51,229	61,479
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	22,339	22,826	23,093	51,229	61,479
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	0,591	0,622	0,632	0,741	0,857
	то же в %	%	2,65	2,73	2,74	1,45	1,39
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	21,748	22,204	22,462	50,489	60,622
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	-	-	-	-	17 403
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	-	-	-	-	9 090
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	-	-	-	-	68 596
11	Прибыль	тыс. руб.	-	-	-	-	-
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	-	-	-	-	95 089

1.12. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.12.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности теплоснабжающих организаций представлены в Таблице 1.12.1.1., количество отпущенной тепловой энергии в Таблице 1.12.1.2.

Таблица 1.12.1.1. Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности теплоснабжающих организаций (без НДС), руб./Гкал

N ЕТО	Наименование ЕТО	2019	2020	2021	2022	2023
1	ООО «Дагестанэнерго»	1 185,33	1 254,39	1 405,54	1 552,14	1 517,93
2	ОАО «Махачкалатеплоэнерго»	1 156,38	1 216,05	1 280,40	1 354,63	1 378,15
3	ОАО «Махачкалатеплосервис»	1 121,44	1 191,11	1 206,34	1 289,36	1 418,72
4	ООО «Геоэкопром»	436,91	570,97	605,39	660,92	751,1
5	КПРД «ОКХОЗ»	1 303,92	1 406,13	1 382,49	1 609,80	1 687,98
6	МУП "Котельная"	1 242,16	1 264,14	1 290,21	1 300,38	1 427,88

Таблица 1.12.1.2. Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности теплоснабжающих организаций, тыс. Гкал

N ЕТО	Наименование ЕТО	2019	2020	2021	2022	2023
1	ООО «Дагестанэнерго»	405,430	402,802	405,246	403,858	403,969
2	ОАО «Махачкалатеплоэнерго»	417,107	428,001	437,610	439,358	434,990
3	ОАО «Махачкалатеплосервис»	-	-	-	-	128,975
4	ООО «Геоэкопром»	25,631	29,870	28,560	30,290	31,940
5	КПРД «ОКХОЗ»	21,510	23,584	23,767	23,104	23,297
6	МУП "Котельная"	21,748	22,204	22,462	50,489	60,622

1.12.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Тариф за подключение к системам централизованного теплоснабжения в г. Махачкала не установлен.

1.12.3. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, на территории г. Махачкала не устанавливалась.

1.12.4. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За ретроспективный период 2019-2022 гг. существенных изменений в величинах утверждённых ценах (тарифах), устанавливаемых службой тарифов Республики Дагестан не зафиксировано. Ежегодный рост цен (тарифов) составлял в среднем 6,1%.

1.13. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

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

Схема теплоснабжения городского округа «город Махачкала» последний раз была актуализирована и утверждена в 2015 году (Схема теплоснабжения утверждена приказом Минэнерго России от 31.12.2015 № 1065), в то время как согласно Постановлению Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации, за исключением следующих случаев: утверждения генерального плана, изменения срока, на который утвержден генеральный план, либо в случае, если срок действия схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) составляет менее 5 лет.

Направленные двукратно (в 2017 и 2022 годах) в Министерство энергетики Российской Федерации проекты схем теплоснабжения городского округа «город Махачкала» прошли процедуры публичных слушаний в Администрации городского округа, но не были утверждены Министерством энергии Российской Федерации.

Согласно п.30 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к разработке и утверждения схем теплоснабжения»: *«Повторная доработка проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не допускается. При необходимости повторной доработки проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается заново в соответствии с положениями пунктов 2 - 29 настоящего документа»* текущий проект схемы теплоснабжения не актуализируется, а разрабатывается.

Отсутствие актуализированной схемы теплоснабжения не позволяло реализовывать теплоснабжающим организациям инвестиционные программы, обеспечивающие развитие системы централизованного теплоснабжения города Махачкала в целях обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей.

Тарифные решения в период с 2015 по 2023 годы не только не позволяли реализовывать инвестиционные мероприятия, но и существенно ограничивали проведение текущих ремонтов оборудования.

В системах централизованного теплоснабжения г. Махачкала – на Махачкалинской ТЭЦ и котельных установлено в основном выработавшее нормативный срок службы и морально устаревшее оборудование. Средний износ основного оборудования составляет порядка 80%. Фактический срок эксплуатации основного и вспомогательного оборудования источников превышает проектные значения. Экспертиза промышленной безопасности с целью определения и продления ресурса оборудования не проводится, за исключением ООО «Дагестанэнерго».

При этом, приведенные в схеме теплоснабжения технико-экономические показатели получены расчетным методом и не отражают фактического состояния основного и вспомогательного оборудования источников и участков трубопроводов тепловых сетей из-за отсутствия практики проведения режимно-наладочных испытаний котлов, испытаний тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери (за исключением ООО «Дагестанэнерго»), практически полного отсутствия приборного учета тепловой энергии и теплоносителя на источниках тепловой энергии (кроме существующего технологического учета на источниках ООО «Дагестанэнерго» и на ряде локальных котельных ОАО «Махачкалатеплоэнерго»), в тепловых сетях, у потребителей.

Результаты испытаний тепловых сетей от Махачкалинской ТЭЦ, котельной ДЭМ и котельной Пиковая ООО «Дагестанэнерго» на определение фактических тепловых потерь тепла через тепловую изоляцию определяют соотношение фактических и определённых по нормам тепловых потерь в диапазоне [1,422-1,889], что выше предельных максимальных значений, регламентируемых методикой определения нормативных технологических потерь, и характеризуют техническое состояние теплоизоляционных конструкций трубопроводов тепловых сетей как неудовлетворительное.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя и нормативы удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии не разрабатываются (за исключением ООО «Дагестанэнерго»).

При рассмотрении тарифно-балансовых моделей за ретроспективный период (2019-2022 г.г.), которые разрабатывались теплоснабжающими организациями и утверждались в службе по тарифам Республики Дагестан, выявлено, что балансы строятся, в основном, на определении полезного отпуска от источников, исходя из нормативов теплового потребления, при этом балансы выработки тепловой энергии и расхода топлива не сводятся (величины УРУТ на выработку ряда котельных ниже значения 142,86 кг у.т./Гкал, вплоть до величины 70 кг у.т./Гкал).

В настоящий момент, при разработке схемы теплоснабжения совместно с АО «Единый оператор Республики Дагестан в сфере водоснабжения и водоотведения» произведена корректировка значений выработки тепловой энергии, отпуска с коллекторов источников, тепловых потерь в тепловых сетях и полезного отпуска по всем теплоснабжающим организациям, осуществляющим централизованное теплоснабжение (кроме ООО «Геоэкопром», которое осуществляет централизованное теплоснабжение от геотермальных источников), для исключения неадекватных значений показателей эффективности работы источников для некоторых СЦТ или всей теплоснабжающей организации в целом. При этом, для получения большей сходимости балансов и показателей эффективности в ряде случаев потребовалось значительное снижение полезного отпуска (тепловые потери в тепловых сетях приняты на нормативном уровне).

При проведении калибровки электронной модели в программном комплексе «ZuluGIS» (с использованием результатов технологического учета фактических параметров теплоносителя на выводах источников и результатов дополнительных инструментальных измерений) самой крупной системы централизованного теплоснабжения г. Махачкала от источников тепловой энергии – Махачкалинская ТЭЦ, котельная ДЭМ, котельная Пиковая ООО «Дагестанэнерго», работающих параллельно на единую тепловую сеть, поправочный коэффициент к проектной (договорной) тепловой нагрузке потребителей в зонах с величинами располагаемых напоров свыше 10 м вод. ст. составил значение 0,675.

Практически на всех источниках тепловой энергии отсутствует химводоочистка (кроме МТЭЦ, БПК ООО «Дагестанэнерго» и 16-ти котельных ОАО «Махачкалатеплоэнерго»), из-за чего на внутренней поверхности трубопроводов тепловых сетей образуются отложения, что способствует их ускоренной коррозии, включая биокоррозию (с повышением повреждаемости, снижением долговечности, межремонтного периода), уменьшает их пропускную способность и, в конечном счёте, ухудшает гидравлический режим работы тепловых сетей, невозможность выдерживания показателей (параметров) качества теплоснабжения.

Полученные в ходе калибровки электронной модели СЦТ от Махачкалинской ТЭЦ, котельной ДЭМ, котельной Пиковая величины шероховатости, характеризующие техническое состояние внутренней поверхности трубопроводов тепловых сетей находятся, в основном, в диапазоне [4,0-8,0] мм. По результатам испытаний тепловых сетей ООО «Дагестанэнерго» указанной СЦТ на определение гидравлических потерь,

величины шероховатости оценены в диапазоне: для подающих трубопроводов [5,3-9,8] мм; для обратных трубопроводов [3,3-8,8] мм.

Неоснащенность средствами измерения и регулирования источников (кроме источников ООО «Дагестанэнерго» и ряда котельных ОАО «Махачкалатеплоэнерго», на которых организован технологический учет отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети), сетей и абонентов, а также отсутствие средств измерений.

Недостаточный объем и достоверность эксплуатационной документации по конструктивным характеристикам и режимам работы источников, тепловых сетей и системам теплоснабжения. Статистика отказов основного и вспомогательного оборудования не ведется.

Отсутствие режимно-наладочных испытаний котлов, отсутствие практики разработки и утверждения нормативов технологических потерь в системах транспорта и распределения тепловой энергии, отсутствие испытаний тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери, отсутствие нормативных энергетических характеристик (показателей функционирования) тепловых сетей, что не способствует проведению взвешенной тарифной политики и внутрихозяйственного учета затрат топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), установлению обоснованных параметров (показателей) качества тепловой энергии (качества теплоснабжения) и показателей режимов теплоснабжения в договорах. Единственная теплоснабжающая организация, которая осуществляет разработку вышеуказанных документов и проводит испытания тепловых сетей – ООО «Дагестанэнерго».

Несоблюдение температурных графиков отпуска тепловой энергии при температурах наружного воздуха ниже $+2^{\circ}\text{C}$. Сопоставление фактического температурного режима отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети ООО «Дагестанэнерго» графически представлено на Рисунке 1.13.50.

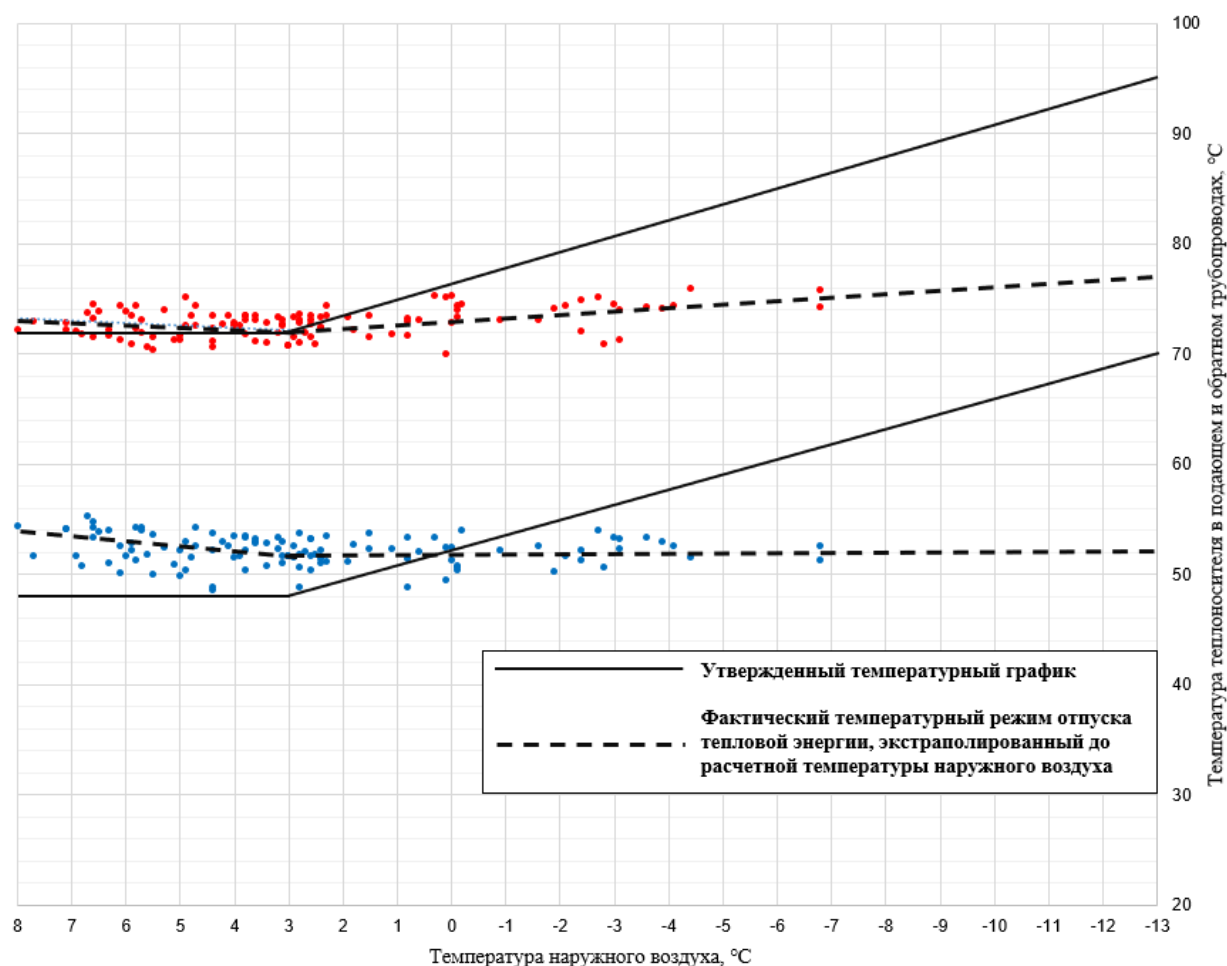


Рисунок 1.13.50. Сопоставление фактического температурного режима отпуска тепла с утвержденным температурным графиком ООО «Дагестанэнерго»

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети от источников ООО «Дагестанэнерго» (МТЭЦ, котельная ДЭМ, котельная Пиковая и котельная БПК) соответствует утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети в диапазоне температур наружного воздуха свыше $+2^{\circ}\text{C}$. При более низких температурах наружного воздуха уклон прямых, характеризующих усредненные значения фактических температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводах источников, при их экстраполяции до расчетной температуры наружного воздуха для проектирования систем отопления (-13°C) соответствуют температурному графику $77/52^{\circ}\text{C}$.

Кроме того, в результате моделирования фактических гидравлических режимов СЦТ ООО «Дагестанэнерго» на базе электронных моделей в «Zulu GIS» выявлено истощение пропускной способности основных («головных») участков магистральных тепловых сетей (рисунок 1.13.51) – тепломагистралей №1, №2, №3, общей

протяженностью 4,1 км в двухтрубном исчислении. При этом, режимная наладка тепловых сетей не проводится.

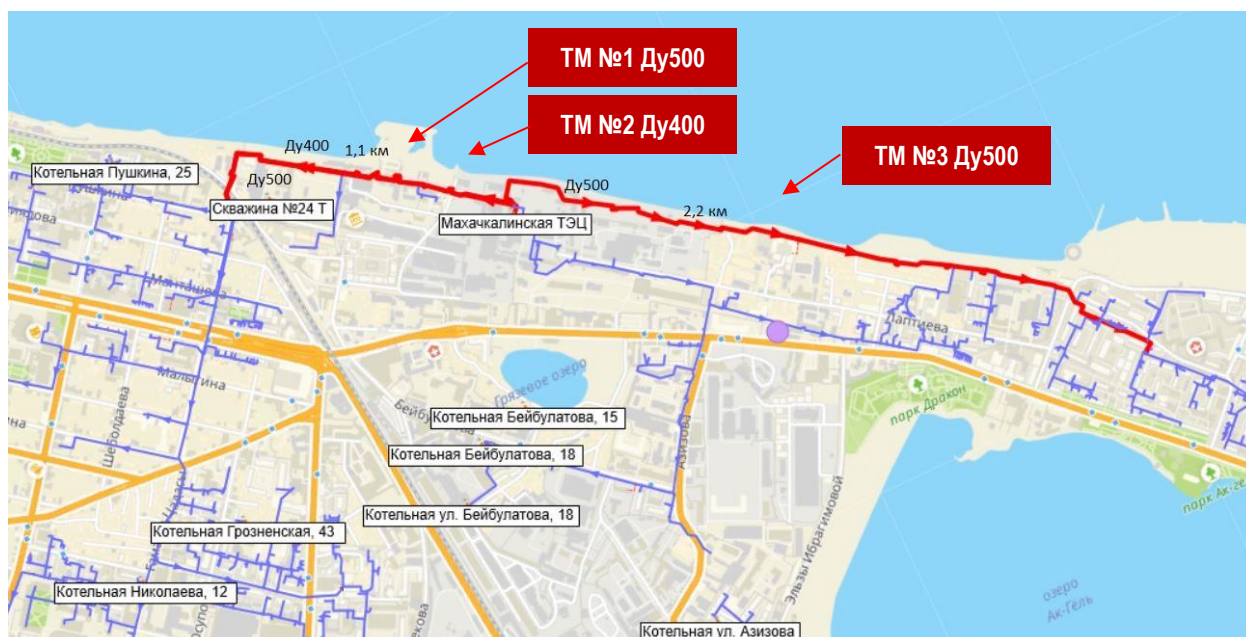


Рисунок 1.13.51. Фрагмент СЦТ от МТЭЦ с выделением тепломагистралей, исчерпавших свою пропускную способность

Система теплоснабжения от Махачкалинской ТЭЦ спроектирована на эксплуатацию по температурному графику 130/70°C. По сведениям теплоснабжающей организации около 80% потребителей в СЦТ Махачкалинской ТЭЦ не оборудованы элеваторными узлами, а там, где установлены элеваторные узлы отсутствуют сопла и заглушены подмеси, в связи с чем, максимальная температура сетевой воды в подающих трубопроводах МТЭЦ ограничивается температурой 95°C для обеспечения теплоснабжения потребителей по непосредственной схеме присоединения систем отопления.

Кроме того, в г. Махачкала наблюдается массовая децентрализация отопления. При анализе изменения показателей, таких как присоединенная тепловая нагрузка потребителей, отпуск тепловой энергии в тепловую сеть с источников централизованного теплоснабжения г. Махачкалы, в ретроспективный период 2019-2022 гг. наблюдается небольшое снижение присоединенной тепловой нагрузки из-за отказа части потребителей от централизованного теплоснабжения в пользу индивидуального. Так, суммарная величина тепловой нагрузки потребителей в системах теплоснабжения от источников тепловой энергии ООО «Дагестанэнерго», ОАО «Махачкалатеплоэнерго», ООО «Геоэкопром», КПРД «ОКХОЗ», МУП «Котельная» (в части котельных №№1-6) за 2019-2022 гг. сохраняется практически на одном уровне. В то время как прирост жилой

площади МКД в г. Махачкала, введенных в эксплуатацию за пятилетний период с 2019 г. по 2023 г. составил 19,4%. Таким образом, практически во всех вновь построенных МКД за пятилетний период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, организовано индивидуальное отопление.

Существуют факты несанкционированного подключения потребителей к системам централизованного теплоснабжения.

В таблице 1.13.1 представлен перечень основных технологических и организационных проблем в системе централизованного теплоснабжения г. о. «город Махачкала».

Таблица 1.13.1. Перечень основных технологических и организационных проблем в системе централизованного теплоснабжения г. о. «город Махачкала»

№ п/п	Перечень основных технологических и организационных проблем
1	В период с 2015 по 2023 гг. отсутствие утверждения (актуализации) схемы теплоснабжения городского округа «город Махачкала».
2	Отсутствие актуализированной схемы теплоснабжения не позволяло реализовывать теплоснабжающим организациям инвестиционные программы.
3	Тарифные решения в период с 2015 по 2023 годы не только не позволяли реализовывать инвестиционные мероприятия, но и существенно ограничивали проведение текущих ремонтов оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей.
4	В системах централизованного теплоснабжения г. Махачкала – на Махачкалинской ТЭЦ и котельных установлено в основном выработавшее нормативный срок службы и морально устаревшее оборудование. Средний износ основного оборудования источников тепловой энергии составляет 76%. Фактический срок эксплуатации основного и вспомогательного оборудования источников превышает проектные значения. Доля тепловых сетей по материальной характеристике, срок эксплуатации которых превышает расчетный срок 25 лет, составляет 86%.
5	Неудовлетворительное техническое состояние теплоизоляционных конструкций трубопроводов тепловых сетей. Результаты испытаний тепловых сетей от Махачкалинской ТЭЦ, котельной ДЭМ и котельной Пиковая ООО «Дагестанэнерго» на определение фактических тепловых потерь тепла через тепловую изоляции определяют соотношение фактических и определённых по нормам тепловых потерь в диапазоне [1,422-1,889], что выше предельных максимальных значений, регламентируемых методикой определения нормативных технологических потерь.
6	Экспертиза промышленной безопасности с целью определения и продления ресурса оборудования не проводится, за исключением проведения экспертизы на технические устройства Махачкалинской ТЭЦ (турбоагрегатов, энергетических и водогрейных котлов) ООО «Дагестанэнерго».
7	Существующие технико-экономические показатели функционирования системы централизованного теплоснабжения г. Махачкала из-за отсутствия приборов коммерческого учета получены расчетным методом и не отражают фактического состояния основного и вспомогательного оборудования источников и участков трубопроводов тепловых сетей теплоснабжающих организаций.
8	Практически полное отсутствие приборного учета тепловой энергии и теплоносителя на

№ п/п	Перечень основных технологических и организационных проблем
	источниках тепловой энергии (кроме существующего технологического учета на источниках ООО «Дагестанэнерго» и на ряде локальных котельных ОАО «Махачкалатеплоэнерго»), в тепловых сетях, у потребителей.
9	Отсутствия практики проведения режимно-наладочных испытаний котлов, за исключением источников тепловой энергии ООО «Дагестанэнерго».
10	Не проводятся испытания тепловых сетей на тепловые потери, за исключением ООО «Дагестанэнерго».
11	Не проводятся испытаний тепловых сетей на гидравлические потери, за исключением ООО «Дагестанэнерго».
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя не разрабатываются и не утверждаются, за исключением ООО «Дагестанэнерго».
13	Энергетические характеристики тепловых сетей по показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах, не составляются, за исключением ООО «Дагестанэнерго».
14	Нормативы удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии не определяются и не утверждаются, за исключением ООО «Дагестанэнерго».
15	Практически на всех источниках тепловой энергии отсутствует химводоочистка (кроме МТЭЦ, БПК ООО «Дагестанэнерго» и 16-ти котельных ОАО «Махачкалатеплоэнерго»), из-за чего на внутренней поверхности трубопроводов тепловых сетей образуются отложения, что способствует их ускоренной коррозии, включая биокоррозию (с повышением повреждаемости, снижением долговечности, межремонтного периода), уменьшает их пропускную способность и, в конечном счёте, ухудшает гидравлический режим работы тепловых сетей, невозможность выдерживания показателей (параметров) качества теплоснабжения. По результатам испытаний тепловых сетей на определение гидравлических потерь значения коэффициентов шероховатости находятся в диапазоне [3,3-9,8] мм.
16	Недостаточный объем и достоверность эксплуатационной документации по конструктивным и режимным характеристикам источников, тепловых сетей и системам теплоснабжения.
17	Несоблюдение температурных графиков отпуска тепловой энергии при температурах наружного воздуха ниже +2°C.
18	Исчерпание пропускной способности головных участков тепловых сетей тепломагистралей №1 Ду500, №2 Ду400, №3 Ду500 от Махачкалинской ТЭЦ, общей протяженностью около 4,1 км в двухтрубном исчислении. Наибольшие проблемы с пропускной способностью наблюдается на тепломагистрали №3 Ду500 «Приморская», теплоснабжение потребителей по которой существенно ограничено даже в штатных режимах эксплуатации при средней температуре наружного воздуха за отопительный период.
19	Режимная наладка тепловых сетей не проводится.
20	В г. Махачкала наблюдается массовая децентрализация отопления. В ретроспективный период 2019-2022 гг. наблюдается снижение присоединенной тепловой нагрузки из-за отказа части потребителей от централизованного теплоснабжения в пользу индивидуального. При этом, прирост жилой площади МКД в г. Махачкала за пятилетний период с 2019 г. по 2023 г. составил 19,4%.
21	Несанкционированные подключения потребителей к системам централизованного теплоснабжения.

Выводы

С учетом вышеизложенных основных технологических и организационных проблем в системе теплоснабжения г. Махачкала, в том числе учитывая неполноту данных по техническим и технико-экономическим параметрам функционирования систем централизованного теплоснабжения, которая не способствует проведению взвешенной тарифной политики и внутрихозяйственного учета затрат топливно-энергетических ресурсов, основными стратегическими направлениями развития системы теплоснабжения г. Махачкала, которые принципиально не зависят от дальнейшего уточнения технических и технико-экономических параметров функционирования систем централизованного теплоснабжения в перспективном периоде (при последующих актуализациях схемы теплоснабжения), являются:

1) Перевод тепловых нагрузок потребителей с малых локальных источников тепловой энергии (котельных) на Махачкалинскую ТЭЦ, находящихся в её зоне действия, в целях обеспечения приоритетности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

2) Обеспечение теплоснабжения перспективных потребителей за счет строительства новых тепловых сетей и увеличения пропускной способности существующих магистральных тепловых сетей, в основном, в системе транспорта и распределения тепловой энергии от Махачкалинской ТЭЦ;

3) Перевод тепловых нагрузок потребителей с малых локальных котельных с низкими значениями КПД и котлами, выработавшими свой срок службы, на средние и крупные котельные, обладающие значительным резервом располагаемой тепловой мощности для повышения эффективности их функционирования;

4) Реконструкция основного и вспомогательного оборудования на средних и крупных источниках тепловой энергии;

5) Реконструкция тепловых сетей в целях обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей, в том числе тепловых сетей, выработавших свой расчетный 25-тилетний срок службы;

6) Создание цифровой платформы теплоснабжения, включающей в себя систему коммерческого учета на источниках тепловой энергии, систему технического учета и контроля в тепловых камерах тепловых сетей, единую базу данных теплоснабжения, систему комплексного (коммерческого и технического) учета основных процессов теплоснабжения (производство, транспортировка и реализация (потребление) тепловой

энергии), ЕИРЦ на базе существующих расчетных центров (абонентских служб), систему мониторинга процессов теплоснабжения, систему поддержки процессов разработки, актуализации, сопровождения, калибровки и применения для решения практических задач электронных моделей систем теплоснабжения, инженерного центра поверки и ремонта средств измерений и автоматики, применяемых в сфере теплоснабжения;

7) Реализация значительного количества организационных мероприятий в целях повышения уровня эксплуатации и технического обслуживания объектов систем централизованного теплоснабжения г. Махачкала.

1.13.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения систем централизованного теплоснабжения г. Махачкала приведены в разделе 1.13.1.

1.13.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Проблемы развития систем централизованного теплоснабжения г. Махачкала состоят в аналогичных причинах, приведенных в разделе 1.13.1.

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

Проблемы снабжения топливом действующих систем централизованного теплоснабжения г. Махачкала отсутствуют.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников и участков трубопроводов тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения г. Махачкала не выдавалось.

1.13.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Изменений технических и технологических проблем в системах централизованного теплоснабжения г. Махачкала не зафиксировано.