



Муниципальное образование город Иваново

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
Г. ИВАНОВО
НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА
(актуализация на 2025 г.)**

Том 2. Обосновывающие материалы

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

ШИФР 001.33.1.СТ-ОМ.012.000

Москва, 2024 г.

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения МО г. Иваново на период до 2035 года. Том 1. Утверждаемая часть	001.33.1.СТ-УЧ.001.00
Схема теплоснабжения МО г. Иваново на период до 2035 года. Том 2. Обосновывающие материалы	
Глава 1. Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения (части 1-4)	001.33.1.СТ-ОМ.001.01
Глава 1. Книга 2. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения (части 5-7)	001.33.1.СТ-ОМ.001.02
Глава 1. Книга 3. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения (части 8-13)	001.33.1.СТ-ОМ.001.03
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.002.00
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.003.00
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	001.33.1.СТ-ОМ.004.00
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.005.00
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	001.33.1.СТ-ОМ.006.00
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	001.33.1.СТ-ОМ.007.00
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	001.33.1.СТ-ОМ.008.00
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.009.00
Глава 10. Перспективные топливные балансы	001.33.1.СТ-ОМ.010.00
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.011.00
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	001.33.1.СТ-ОМ.012.00
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.013.00
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	001.33.1.СТ-ОМ.014.00
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	001.33.1.СТ-ОМ.015.00
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.016.00
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.017.00
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.018.00

Наименование документа	ШИФР
Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения	001.33.1.СТ-ОМ.019.00

Содержание

1	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	11
1.1	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и (или) модернизацию, техническое перевооружение источников тепловой энергии.....	11
1.2	Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и (или) модернизацию, техническое перевооружение тепловых сетей	12
2	Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей	27
3	Расчёт экономической эффективности инвестиций	28
3.1	Проект по замещению ИвТЭЦ-2 водогрейной котельной	28
3.2	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	29
3.3	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной АО «ИСМА»	39
3.4	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «ТДЛ-Энерго»	67
3.5	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной № 42 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	93
3.6	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных №31, 45, ИГЭУ	107
3.7	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе ФКУ исправительная колония №7 УФСИН России по Ивановской области.....	112
3.8	Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных ООО «РесурсЭнерго» и ООО «СТС»	121
4	Расчёты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения	129

Перечень таблиц

Табл. 1.1. Перечень проектов в зоне деятельности ЕТО №1 (филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»), тыс. руб. без учета НДС.....	14
Табл. 1.2. Перечень проектов по АО «ИВГТЭ», тыс. руб. без учета НДС.....	24
Табл. 3.1. Сравнение сценариев реализации проекта по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б.....	38
Табл. 3.2. Капитальные затраты по сценарию 1	61
Табл. 3.3. Капитальные затраты по сценарию 2	61
Табл. 3.4. Капитальные затраты по сценарию 3	61
Табл. 3.5. Капитальные затраты по сценарию 4	62
Табл. 3.6. Капитальные затраты по сценарию 5.....	63
Табл. 3.7. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной АО «ИСМА»	65
Табл. 3.8. Сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности	68
Табл. 3.9. Результаты расчета остывания теплоносителя.....	87
Табл. 3.10. Капитальные затраты по Сценарию 2	90
Табл. 3.11. Капитальные затраты по Сценарию 3	90
Табл. 3.12. Капитальные затраты по Сценарию 4	91
Табл. 3.13. Капитальные затраты по Сценарию 5	91
Табл. 3.14. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «ТДЛ Энерго»	92
Табл. 3.15. Капитальные затраты по сценарию 2	105
Табл. 3.16. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)	106
Табл. 3.17. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных №31, №45, ИГЭУ	111
Табл. 3.18. Тепловые нагрузки планируемых к строительству объектов	112
Табл. 3.19. Капитальные затраты по Сценарию 2	119
Табл. 3.20. Сравнение сценариев реализации мероприятия - оптимизации распределения нагрузок в районе ФКУ Исправительная колония №7 УФСИН России по Ивановской области	119
Табл. 3.21. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных ООО «РесурсЭнерго» и ООО «СТС»	128
Табл. 4.1. График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с Правилами в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области, на 2022 - 2026 годы.....	130

Табл. 4.2. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2023 год 132

Табл. 4.3. Информация об утвержденных ценах (тарифах) на тепловую энергию и на услуги по передаче тепловой энергии для потребителей г. Иваново на 2023 год..... 134

Табл. 4.4. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2024 год 139

Перечень рисунков

Рис. 3.1. Мероприятия переключения потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010» на ИвТЭЦ-2	31
Рис. 3.2. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	31
Рис. 3.3. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	32
Рис. 3.4. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	33
Рис. 3.5. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой котельной в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	34
Рис. 3.6. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой котельной в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	35
Рис. 3.7. Вариант 1. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	37
Рис. 3.8. Вариант 2. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б	37
Рис. 3.9. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «ИСМА» на новую БМК по сценарию 1	41
Рис. 3.10. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по адресу ул. 23-я Линия, 14 (Сценарий 1)	42
Рис. 3.11. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по адресу ул. 23-я Линия, 14 (Сценарий 1)	43
Рис. 3.12. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «Владгазкомпания» на новую БМК по Сценарию 2	45
Рис. 3.13. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной АО «Владгазкомпания» до детского сада №97 (Сценарий 2)	46
Рис. 3.14. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной АО «Владгазкомпания» до детского сада №97 (Сценарий 2)	47
Рис. 3.15. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» на новую БМК по Сценарию 3	49
Рис. 3.16. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 3)	50
Рис. 3.17. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 3)	51

Рис. 3.18. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» и АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка) на новую БМК по Сценарию 4.....	53
Рис. 3.19. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 4).....	54
Рис. 3.20. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 4).....	55
Рис. 3.21. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «ИСМА» на котельную ООО «Система Альфа» по сценарию 5.....	57
Рис. 3.22. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «Система Альфа» в зону котельной АО «ИСМА» до потребителя по адресу Силикатная, 52 (Сценарий 5).....	58
Рис. 3.23. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «Система Альфа» в зону котельной АО «ИСМА» до потребителя по адресу Силикатная, 52 (Сценарий 5).....	59
Рис. 3.24. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Существующее положение).....	69
Рис. 3.25. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Существующее положение).....	70
Рис. 3.26. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 2.....	72
Рис. 3.27. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 2).....	73
Рис. 3.28. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 2).....	74
Рис. 3.29. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 3.....	76
Рис. 3.30. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 3).....	77
Рис. 3.31. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 3).....	78
Рис. 3.32. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 4.....	80

Рис. 3.33. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 4)	81
Рис. 3.34. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 4)	82
Рис. 3.35. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 5	84
Рис. 3.36. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 5)	85
Рис. 3.37. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 5)	86
Рис. 3.38. Принципиальная схема узлов до потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова.....	88
Рис. 3.39. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч Гкал/ч по Сценарию 1	95
Рис. 3.40. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодоровская, 10 (Сценарий 1)	96
Рис. 3.41. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодоровская, 10 (Сценарий 1)	97
Рис. 3.42. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 6 МВт Гкал/ч по Сценарию 2	99
Рис. 3.43. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК мощностью 6 МВт в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодоровская, 10 (Сценарий 2)	100
Рис. 3.44. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК мощностью 6 МВт в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодоровская, 10 (Сценарий 2)	101
Рис. 3.45. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. 1-я Балинская, 58 (Существующее положение)	102
Рис. 3.46. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. 1-я Балинская, 58 (Существующее положение).....	103

Рис. 3.47. Мероприятия переключения потребителей котельных №31, №45, ИГЭУ на ИвТЭЦ-2 со строительством участков сети и трех ЦТП	108
Рис. 3.48. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной №31	109
Рис. 3.49. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной №31	110
Рис. 3.50. Мероприятия по Сценарию 1 (2 варианта подключения)	113
Рис. 3.51. Мероприятия по Сценарию 2	115
Рис. 3.52. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону ФКУ ИК №7 (Сценарий 2)	116
Рис. 3.53. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону ФКУ ИК №7 (после реализации мероприятий по Сценарию 2)	117
Рис. 3.54. Перспективная зона после переключения потребителей котельной ООО «Ресурс-Энерго» на котельную ООО «СТС»	122
Рис. 3.55. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «СТС» до потребителя по ул. Чехова, 17	123
Рис. 3.56. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «СТС» до потребителя по ул. Чехова, 17	124
Рис. 3.57. Перспективная зона новой БМК после переключения потребителей ООО «Ресурс-Энерго»	125
Рис. 3.58. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по ул. Минская, 53	126
Рис. 3.59. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по ул. Минская, 53	127

1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

1.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и (или) модернизацию, техническое перевооружение источников тепловой энергии

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, приведенных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения: Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения» и Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Структура необходимых инвестиций состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, в том числе функционирующей в зоне деятельности ЕТО. Номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX» сформирован в следующем порядке:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО или ТСО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО или ТСО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО или ТСО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО или ТСО.

Под номером ЕТО или ТСО указываются следующие организации:

- «001» – Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс» (ЕТО №1);
- «002» – АО «ПСК» (ЕТО №2);
- «003» – ФГБОУ ВО «Ивановская пожарно-спасательная академия» (ЕТО №3);
- «004» – ООО «Новая сетевая компания» (ЕТО №4);
- «005» – ООО «Тепловые системы» (ЕТО №5);
- «006» – ООО «Квартал» (ЕТО №6);
- «ТСО» – прочие ТСО МО г. Иваново.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО или ТСО учитываются следующие показатели:

- «.01» – группа проектов на источниках тепловой энергии;
- «.02» – группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО или ТСО для группы «.01» - группа проектов на источниках тепловой энергии - должны указываться следующие показатели:

- «.01» – подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.02» – подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.03» – подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;
- «.04» – подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

1.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и (или) модернизацию, техническое перевооружение тепловых сетей

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них сформированы на основе мероприятий, приведенных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения: Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения» и Главе 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».

Структура необходимых инвестиций состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, в том числе функционирующей в зоне деятельности ЕТО. Номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX» сформирован в следующем порядке:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО или ТСО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО или ТСО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО или ТСО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО или ТСО.

Под номером ЕТО или ТСО указываются следующие организации:

- «001» – Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс» (ЕТО №1);
- «002» – АО «ПСК» (ЕТО №2);
- «003» – ФГБОУ ВО «Ивановская пожарно-спасательная академия» (ЕТО №3);
- «004» – ООО «Новая сетевая компания» (ЕТО №4);
- «005» – ООО «Тепловые системы» (ЕТО №5);
- «006» – ООО «Квартал» (ЕТО №6);
- «ТСО» – прочие ТСО МО г. Иваново.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО или ТСО учитываются следующие показатели:

- «.01» – группа проектов на источниках тепловой энергии;

- «.02» – группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО или ТСО для группы «.02» - «группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них» - должны указываться следующие показатели:

- «.01» – подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

- «.02» – подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

- «.03» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

- «.04» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

- «.05» – подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

- «.06» – подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

- «.07» – подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

- «.08» – подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей.

Табл. 1.1. Перечень проектов в зоне деятельности ЕТО №1 (филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»), тыс. руб. без учета НДС

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Проекты в зоне деятельности ЕТО №1												
Всего смета проектов	811 391	1 556 077	509 996	352 576	266 848	225 474	258 364	259 043	287 563	305 638	261 849	226 128
Всего смета проектов накопленным итогом	811 391	2 367 468	2 877 464	3 230 039	3 496 887	3 722 361	3 980 725	4 239 768	4 527 331	4 832 968	5 094 818	5 320 946
Источники инвестиций, в том числе:	811 391	1 556 077	509 996	352 576	266 848	225 474	258 364	259 043	287 563	305 638	261 849	226 128
Собственные средства филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», в том числе:	749 558	1 556 077	509 996	352 576	266 848	225 474	258 364	259 043	287 563	305 638	261 849	226 128
амортизация	165 304	212 342	274 585	294 985	266 848	225 474	258 364	259 043	287 563	305 638	261 849	226 128
средства из прибыли	584 254	1 343 735	235 411	57 591	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства ООО «СТС», в том числе:	61 833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
амортизация	61 833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»												
Всего стоимость группы проектов	539 616	1 353 511	383 900	219 744	129 042	112 379	110 730	108 379	102 130	101 129	104 070	126 017
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	539 616	1 893 127	2 277 027	2 496 771	2 625 813	2 738 192	2 848 922	2 957 301	3 059 431	3 160 560	3 264 630	3 390 646
Источники инвестиций, в том числе:	539 616	1 353 511	383 900	219 744	129 042	112 379	110 730	108 379	102 130	101 129	104 070	126 017
Собственные средства филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», в том числе:	526 386	1 353 511	383 900	219 744	129 042	112 379	110 730	108 379	102 130	101 129	104 070	126 017
амортизация	99 182	127 405	205 939	219 744	129 042	112 379	110 730	108 379	102 130	101 129	104 070	126 017
средства из прибыли	427 204	1 226 106	177 961	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства ООО «СТС», в том числе:	13 230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
амортизация	13 230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подгруппа проектов 001.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии»												

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов	63 230	4 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	63 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230	67 230
Проект 001.01.01.001 «Строительство новой БМК для жилой зоны существующей котельной № 42 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России»												
Всего стоимость подгруппы проектов	50 000	4 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	50 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000	54 000
Проект 001.01.01.002 «Строительство БМК для нужд СОШ №14 МБОУ (г. Иваново, ул. Апрельская, 3)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	13 230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230	13 230
Подгруппа проектов 001.01.03.000 «Реконструкция источников теплоснабжения»												
Всего стоимость подгруппы проектов	475 088	1 345 711	379 400	213 584	129 042	112 379	110 730	108 379	102 130	101 129	104 070	126 017
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	475 088	1 820 799	2 200 199	2 413 783	2 542 825	2 655 204	2 765 934	2 874 313	2 976 443	3 077 572	3 181 642	3 307 658
Проект 001.01.03.001 «ИвТЭЦ-2. Реконструкция оборудования ИвТЭЦ-2»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	5 307	4 500	4 000	3 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	5 307	9 807	13 807	17 307	19 807	22 307	24 807	27 307	29 807	32 307
Проект 001.01.03.002 «ИвТЭЦ-2. Реконструкция ИвТЭЦ-2 со строительством водогрейной котельной»												
Всего стоимость подгруппы проектов	409 862	1 245 168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	409 862	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030	1 655 030
Проект 001.01.03.005 «ИвТЭЦ-3. Модернизация лифта в башне пересыпки ГК»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	3 498	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498	3 498
Проект 001.01.03.008 «ИвТЭЦ-3. Модернизация электролизной установки ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	29 717	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717	29 717
Проект 001.01.03.011 «ИвТЭЦ-3. Модернизация кровли ГК и фонаря ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	12 028	16 141	12 174	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	12 028	28 169	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343	40 343
Проект 001.01.03.012 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение системы возбуждения генератора ТВФ-120-2ст.№2 с заменой на микропроцессорное (ПИР)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	800	-	7 500	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	800	800	8 300	8 300	8 300	8 300	8 300	8 300	8 300	8 300
Проект 001.01.03.024 «ИвТЭЦ-3. Реконструкция насосов ПЭН -2 с заменой внутреннего корпуса и установкой задвижки на напорном трубопроводе»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	12 630	-	12 630	-	12 630	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	12 630	12 630	25 260	25 260	37 890	37 890
Проект 001.01.03.028 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение к/а ТП-87 ст. №1 с заменой поверхностей нагрева (ШПП 35 тн) (ПИР)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	500	-	28 000	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	500	500	28 500	28 500	28 500	28 500	28 500	28 500	28 500	28 500
Проект 001.01.03.034 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение остекления главного корпуса»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	5 000	5 000	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	5 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Проект 001.01.03.036 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение оборудования поперечных связей (паропровод острого пара)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	600	-	14 800	11 506	24 000	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	600	600	15 400	26 906	50 906	50 906	50 906	50 906
Проект 001.01.03.037 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение зданий (устранение замечаний по результатам ЭПБ)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	5 429	5 500	-	-	5 000	-	4 400
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	5 429	10 929	10 929	10 929	15 929	15 929	20 329
Проект 001.01.03.038 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение к/а ТП-87 ст. №4 с заменой поверхностей нагрева (2,3ст. 86,152 тн)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	600	-	69 550	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	600	600	70 150	70 150	70 150	70 150	70 150	70 150
Проект 001.01.03.042 «ИвТЭЦ-3. Реконструкция насосов СН -2В с монтажом напорных трубопроводов и линий байпасов напорных задвижек»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22 879	-	22 879
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22 879	22 879	45 758

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Проект 001.01.03.048 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение к/а ТП-87 ст. №5 с заменой поверхностей нагрева ((4ст. 40,919 тн)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	750	-	33 000	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	750	750	33 750	33 750	33 750	33 750
Проект 001.01.03.052 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение градирен ст. №2,3 с увеличением гидравлических нагрузок (ПИР)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	140 134	-	-	-	-	-	-	-	22 040	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	140 134	140 134	140 134	140 134	140 134	140 134	140 134	140 134	162 174	162 174
Проект 001.01.03.054 «ИвТЭЦ-3. Модернизация системы связи и телемеханики ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 900	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 900	26 900
Проект 001.01.03.058 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение бакового хозяйства ХЦ ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	900	-	9 198	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	900	900	10 098	10 098	10 098	10 098	10 098	10 098	10 098	10 098	10 098
Проект 001.01.03.059 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение ка №4 КВГМ-100»												
Всего стоимость подгруппы проектов	20 899	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899	20 899
Проект 001.01.03.060 «ИвТЭЦ-3. Реконструкция АСУ ТН ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2026 год)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	1 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
Проект 001.01.03.061 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение, построение полномасштаб.АСУТП КА-2 (ПИР - 2026 год)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	2 530	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530	2 530
Проект 001.01.03.062 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение, построение полномасштаб.АСУТП КА-4 (ПИР - 2026 год)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	2 645	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645	2 645
Проект 001.01.03.063 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение ГРП ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	33 041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041	33 041
Проект 001.01.03.064 «ИвТЭЦ-3. Модернизация мостового крана (котельный № 2) ПИР»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	800	-	4 330	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	800	800	5 130	5 130	5 130	5 130	5 130	5 130	5 130	5 130
Проект 001.01.03.065 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение к/а ТП-87 ст. №5 с заменой поверхностей нагрева (2,3ст. 86,152 тн)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	-	69 000
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	750	69 750
Проект 001.01.03.067 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение систем охлаждения оборудования мазутонасосной, пиковой котельной, компрессорной и электролизной установок. (Перевод на техническую воду)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	1 000	-	3 500	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	1 000	1 000	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
Проект 001.01.03.068 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение мазутонасосной. Замена насосного оборудования (ст. № ОМН-2) ПИР»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	400	-	2 000	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	400	400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Проект 001.01.03.069 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение мазутного хозяйства ТЭЦ-3 (площадка подогревателей, огневой клапан вентиляции)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	400	-	3 000	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	400	400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Проект 001.01.03.074 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение ка №4 ТП-87»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	41 943	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943	41 943
Проект 001.01.03.075 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение автоматической установки водяного пожаротушения»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	600	-	9 500	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	600	600	10 100	10 100	10 100	10 100	10 100	10 100	10 100	10 100	10 100
Проект 001.01.03.076 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение защит ОВ-1 110кВ с заменой на микропроцессорные»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	800	-	4 500	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	800	800	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300	5 300
Проект 001.01.03.077 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение трансформатора 1ТР и ВЛ Светоч ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	600	-	21 629	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	600	600	22 229	22 229	22 229	22 229	22 229	22 229	22 229	22 229	22 229
Проект 001.01.03.078 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение котла ТП-87 ст.№1 ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	800	-	26 892	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	800	800	27 692	27 692	27 692	27 692	27 692	27 692	27 692	27 692	27 692
Проект 001.01.03.079 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение ТП-87 ст. № 3 ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	500	-	45 575	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	500	500	46 075	46 075	46 075	46 075	46 075	46 075	46 075	46 075	46 075
Проект 001.01.03.080 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение системы автоматического управления газовыми горелками котлоагрегата ТП-87 ст. №5 ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	700	-	16 110	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	700	700	16 810	16 810	16 810	16 810	16 810	16 810	16 810	16 810	16 810
Проект 001.01.03.081 «ИвТЭЦ-3. Модернизация защит ОВ-2 110кВ с заменой на микропроцессорные ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	800	-	9 500	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	800	800	10 300	10 300	10 300	10 300	10 300	10 300	10 300	10 300	10 300
Проект 001.01.03.082 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение РОУ 140/13 ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	800	-	44 506	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	800	800	45 306	45 306	45 306	45 306	45 306	45 306	45 306	45 306	45 306
Проект 001.01.03.083 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение главного паропровода (температурный контроль) ИвТЭЦ-3 (ПИР - 2025, СМР - 2027)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	220	-	3 500	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	220	220	3 720	3 720	3 720	3 720	3 720	3 720	3 720	3 720	3 720
Проект 001.01.03.084 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение пиковых бойлеров ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	20 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Проект 001.01.03.085 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение схемы сетевой воды (замена 3-х сетевых насосов) ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	45 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000	45 000
Проект 001.01.03.086 «ИвТЭЦ-3. Тех.перев-ние ПЭН с установкой гидромфты ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	1 500	-	28 000	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	1 500	1 500	29 500	29 500	29 500	29 500	29 500	29 500	29 500	29 500
Проект 001.01.03.087 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение системы автоматического управления газовыми горелками водогрейного котла КВГМ-100 ст. №3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	700	-	6 500	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	700	700	7 200	7 200	7 200	7 200	7 200	7 200	7 200	7 200
Проект 001.01.03.088 «ИвТЭЦ-3. Модернизация противопожарно-хозяйственной насосной (замена насоса ХН-2)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Проект 001.01.03.089 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение подъездных железнодорожных путей ТЭЦ-3 (для опасных грузов)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	22 310	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310	22 310
Проект 001.01.03.090 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение котла ТП-87 ст. № 5 (замена воздуховода горячего воздуха тракт В с изготовлением.; замена конвективного пароперегревателя КПП ступень № 3 (блок №5), № 4 (блок №1,2,2,3,4,5). ИвТЭЦ-3 (ПИР-2026, СМР - 2031)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	900	-	-	-	-	33 000	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	900	900	900	900	900	33 900	33 900	33 900	33 900	33 900
Проект 001.01.03.091 «ИвТЭЦ-3. Модернизация (ретрофит) МВ-6кВ с.4Р КРУ-6кВ ГК с заменой на вакуумные ИвТЭЦ-3 (ПИР-2027, СМР - 2029)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	800	-	5 500	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	800	800	6 300	6 300	6 300	6 300	6 300	6 300	6 300
Проект 001.01.03.092 «ИвТЭЦ-3. Модернизация системы возбуждения генератора ТВФ-120-2 ст. №3 с заменой на микропроцессорную ИвТЭЦ-3 (ПИР-2027, СМР - 2029)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	1 200	-	8 000	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	1 200	1 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200
Проект 001.01.03.093 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение КРУ-6 кВ. Оснащение шкафов КРУ-6кВ главного корпуса быстродействующей защитой от дуговых коротких замыканий ИвТЭЦ-3 (ПИР-2027, СМР - 2029)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	600	-	16 500	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	600	600	17 100	17 100	17 100	17 100	17 100	17 100	17 100
Проект 001.01.03.094 «ИвТЭЦ-3. Модернизация электромагнитной блокировки разъединителей 110 кВ ИвТЭЦ-3 (ПИР-2027, СМР - 2029)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	900	-	2 800	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	900	900	3 700	3 700	3 700	3 700	3 700	3 700	3 700
Проект 001.01.03.095 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение котла ст.№4: 1. замена труб фронтного экрана от отм. +7,5 до отм. +32м. 2. замена труб задней части потолочно-го пароперегревателя от 1-й ст. КПП до задней стены конвективной части. 3. замена сборного короба скрбберов тракт Г ИвТЭЦ-3 (ПИР-2027, СМР - 2029)»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	900	-	65 650	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	900	900	66 550	66 550	66 550	66 550	66 550	66 550	66 550
Проект 001.01.03.096 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение т.а.№2 с установкой БЗРК ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	19 798	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	19 798	19 798	19 798	19 798	19 798
Проект 001.01.03.097 «ИвТЭЦ-3. Модернизация системы ГЗУ (замена насоса) ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	8 075	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	8 075	8 075	8 075	8 075	8 075
Проект 001.01.03.098 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение пиковой котельной ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	3 500	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500
Проект 001.01.03.099 «ИвТЭЦ-3. Техническое перевооружение к/а ТП-87 ст. №3 с заменой поверхностей нагрева ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	30 000	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	30 000	30 000	30 000	30 000	30 000
Проект 001.01.03.100 «ИвТЭЦ-3. Модернизация оборудования ИвТЭЦ-3»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	30 000	70 000	40 000	27 238

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	30 000	100 000	140 000	167 238
Проект 001.01.03.101 «Реконструкция котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б»												
Всего стоимость подгруппы проектов	2 583	-	110 759	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2 583	2 583	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342	113 342
Проект 001.01.03.102 «Реконструкция котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	9 241	18 275	36 512	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	9 241	27 516	64 028	64 028	64 028	64 028	64 028	64 028	64 028	64 028
Подгруппа проектов 001.01.05.000 «Иные мероприятия на источниках тепловой энергии»												
Всего стоимость подгруппы проектов	1 298	3 800	4 500	6 160	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	1 298	5 098	9 598	15 758	15 758	15 758	15 758	15 758	15 758	15 758	15 758	15 758
Проект 001.01.05.001 «ИвТЭЦ-3. Получение лицензии на пользование недрами»												
Всего стоимость подгруппы проектов	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Проект 001.01.05.002 «ИвТЭЦ-3. Приобретение оборудования не требующего монтажа»												
Всего стоимость подгруппы проектов	1 288	3 800	4 500	6 160	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	1 288	5 088	9 588	15 748	15 748	15 748	15 748	15 748	15 748	15 748	15 748	15 748
Группа проектов 001.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них»												
Всего стоимость группы проектов	271 775	202 566	126 096	132 831	137 806	113 095	147 634	150 664	185 433	204 509	157 779	100 112
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	271 775	474 340	600 437	733 268	871 074	984 170	1 131 803	1 282 467	1 467 900	1 672 409	1 830 188	1 930 300
Источники инвестиций, в том числе:	271 775	202 566	126 096	132 831	137 806	113 095	147 634	150 664	185 433	204 509	157 779	100 112
Собственные средства филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс», в том числе:	223 172	202 566	126 096	132 831	137 806	113 095	147 634	150 664	185 433	204 509	157 779	100 112
амортизация	66 121	84 937	68 646	88 495	137 806	113 095	147 634	150 664	185 433	204 509	157 779	100 112
средства из прибыли	157 050	117 629	57 450	44 336	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства ООО «СТС», в том числе:	48 603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
амортизация	48 603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
средства из прибыли												
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подгруппа проектов 001.02.02.000 «Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения»												
Всего стоимость подгруппы проектов	2 548	62 152	1 223	-	35 467	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	2 548	64 700	65 922	65 922	101 390	101 390	101 390	101 390	101 390	101 390	101 390	101 390
Подгруппа проектов «Строительство новых тепловых сетей» ООО «СТС»												
Всего стоимость подгруппы проектов	48 603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603	48 603
Подгруппа проектов 001.02.03.000 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего стоимость подгруппы проектов	220 624	138 016	124 873	132 831	102 339	113 095	147 634	150 664	171 859	204 509	157 779	100 112
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	220 624	358 640	483 513	616 345	718 684	831 779	979 413	1 130 077	1 301 936	1 506 444	1 664 224	1 764 335
Подгруппа проектов 001.02.07.000 «Реконструкция насосных станций»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	2 398	-	-	-	-	-	-	13 574	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	2 398	2 398	2 398	2 398	2 398	2 398	2 398	15 972	15 972	15 972	15 972

Табл. 1.2. Перечень проектов по АО «ИвГТЭ», тыс. руб. без учета НДС

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Проекты АО «ИвГТЭ»												
Всего смета проектов	271 133	33 246	150 387	165 819	163 937	34 356	12 892	20 123	19 095	12 755	15 188	17 637
Всего смета проектов накопленным итогом	271 133	304 379	454 766	620 585	784 522	818 878	831 770	851 893	870 988	883 743	898 931	916 568
Источники инвестиций, в том числе:	271 133	33 246	150 387	165 819	163 937	34 356	12 892	20 123	19 095	12 755	15 188	17 637
Собственные средства, в том числе:	271 133	33 246	150 387	165 819	163 937	34 356	12 892	20 123	19 095	12 755	15 188	17 637
амортизация	271 133	33 246	150 387	165 819	163 937	34 356	12 892	20 123	19 095	12 755	15 188	17 637
средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Группа проектов ТСО.01.00.000 «Источники теплоснабжения»												
Всего стоимость группы проектов	17 959	23 851	139 272	155 986	153 622	23 487	1 726	16 969	6 265	249	2 743	5 724
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	17 959	41 810	181 082	337 068	490 690	514 177	515 903	532 872	539 137	539 386	542 129	547 853
Источники инвестиций, в том числе:	17 959	23 851	139 272	155 986	153 622	23 487	1 726	16 969	6 265	249	2 743	5 724
Собственные средства, в том числе:	17 959	23 851	139 272	155 986	153 622	23 487	1 726	16 969	6 265	249	2 743	5 724
амортизация	17 959	23 851	139 272	155 986	153 622	23 487	1 726	16 969	6 265	249	2 743	5 724
средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подгруппа проектов ТСО.01.03.000 «Реконструкция источников теплоснабжения»												
Всего стоимость подгруппы проектов	17 959	23 851	139 272	155 986	153 622	23 487	1 726	16 969	6 265	249	2 743	5 724
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	17 959	41 810	181 082	337 068	490 690	514 177	515 903	532 872	539 137	539 386	542 129	547 853
Проект ТСО.01.03.022 «Котельная №2. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	13 373	14 042	14 744	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	13 373	27 415	42 159	42 159	42 159	42 159	42 159	42 159	42 159	42 159
Проект ТСО.01.03.023 «Котельная №3. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	442	4 178	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	442	4 620	4 620	4 620	4 620	4 620	4 620	4 620
Проект ТСО.01.03.024 «Котельная №10. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	1 031	9 741	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	1 031	10 772	10 772	10 772	10 772	10 772
Проект ТСО.01.03.025 «Котельная №17. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	460	4 346	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	460	4 806	4 806	4 806	4 806	4 806	4 806	4 806	4 806
Проект ТСО.01.03.026 «Котельная №18. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	695	6 565	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	695	7 260	7 260	7 260	7 260	7 260
Проект ТСО.01.03.027 «Котельная №19. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	17 959	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959	17 959
Проект ТСО.01.03.028 «Котельная №23. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	23 851	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851	23 851
Проект ТСО.01.03.029 «Котельная №25. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	2 272	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272	2 272
Проект ТСО.01.03.030 «Котельная №31. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	13 122	13 778	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	13 122	26 900	26 900	26 900	26 900	26 900	26 900	26 900	26 900	26 900
Проект ТСО.01.03.031 «Котельная №33. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	5 560	17 514	18 389	19 309	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	5 560	23 074	41 463	60 772	60 772	60 772	60 772	60 772	60 772	60 772
Проект ТСО.01.03.032 «Котельная №37. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	104 945	110 192	115 701	-	-	-	-	-	-	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	104 945	215 137	330 838	330 838	330 838	330 838	330 838	330 838	330 838	330 838
Проект ТСО.01.03.033 «Котельная №39. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390	3 687
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390	4 077
Проект ТСО.01.03.034 «Котельная №41. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	663	6 265	-	-	-

Стоимость проектов	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	663	6 928	6 928	6 928	6 928
Проект ТСО.01.03.035 «Котельная №43. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	249	2 353	-
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	249	2 602	2 602
Проект ТСО.01.03.036 «Котельная №44. Реконструкции основного генерирующего оборудования»												
Всего стоимость подгруппы проектов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 037
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 037
Группа проектов ТСО.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них»												
Всего стоимость группы проектов	253 174	9 395	11 115	9 833	10 315	10 869	11 166	3 154	12 830	12 506	12 445	11 913
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	253 174	262 569	273 684	283 517	293 832	304 701	315 867	319 021	331 851	344 357	356 802	368 715
Источники инвестиций, в том числе:	253 174	9 395	11 115	9 833	10 315	10 869	11 166	3 154	12 830	12 506	12 445	11 913
Собственные средства, в том числе:	253 174	9 395	11 115	9 833	10 315	10 869	11 166	3 154	12 830	12 506	12 445	11 913
амортизация	253 174	9 395	11 115	9 833	10 315	10 869	11 166	3 154	12 830	12 506	12 445	11 913
средства из прибыли	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства за присоединение потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подгруппа проектов ТСО.02.03.002 «Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»												
Всего стоимость подгруппы проектов	253 174	9 395	11 115	9 833	10 315	10 869	11 166	3 154	12 830	12 506	12 445	11 913
Всего стоимость подгруппы проектов накопленным итогом	253 174	262 569	273 684	283 517	293 832	304 701	315 867	319 021	331 851	344 357	356 802	368 715

2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» схема теплоснабжения является предпроектным документом, на основании которого осуществляется развитие систем теплоснабжения муниципального образования. Стоимость реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения, указанная в схеме теплоснабжения, определяется по укрупненным показателям и в результате разработки проектов может быть существенно скорректирована под влиянием различных факторов: условий прокладки трубопроводов, сроков строительства, сложности прокладки трубопроводов в границах земельных участков, насыщенных инженерными коммуникациями и инфраструктурными объектами, характера грунтов в местах прокладки, трассировки трубопроводов и т.д. Укрупненные нормативы цен строительства также не учитывают ряд факторов, влияющих на стоимость реализации проектов (затраты подрядных организаций, не относящиеся к строительным работам, плата за землю и земельный налог в период строительства, снос зданий, перенос инженерных сетей и т.д.). В соответствии с документом данные затраты также учитываются при определении сметной стоимости работ.

Предлагаемые к реализации мероприятия по типам источников инвестиций можно разделить на несколько групп.

Мероприятия по строительству новых тепловых сетей с целью подключения перспективных потребителей реализуются за выполнения технических условий потребителями и не отражены в проектах системы теплоснабжения.

Мероприятия по обновлению ветхих тепловых сетей и оборудования котельных выполняются по большей части за счет амортизационных отчислений. При этом в 2024-2025 годах Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс» планирует провести масштабные мероприятия по выводу из эксплуатации ИвТЭЦ-2 и устройству новой эффективной котельной мощностью 400 Гкал/час с возможностью расширения. Данное мероприятие невозможно выполнить за счет амортизационных отчислений, поэтому ПАО «Т Плюс» планирует осуществить инвестирование собственных средств в рамках реализации схемы теплоснабжения в ценовой зоне.

3 Расчёт экономической эффективности инвестиций

В главе 5 обосновывающих материалов были описаны несколько сценариев реализации основных проектов по развитию системы теплоснабжения.

3.1 Проект по замещению ИвТЭЦ-2 водогрейной котельной

Утвержденной схемой теплоснабжения МО г. Иваново предполагался проект по замещению ИвТЭЦ-2 на водогрейную котельную, реализация которого рассматривалась в соответствии с тремя сценариями.

Сценарий 1. Строительство водогрейной котельной на территории ИвТЭЦ-2 на полную расчетную нагрузку существующей зоны ИвТЭЦ-2 с учетом нагрузки перспективной застройки.

В соответствии со сценарием 1 предполагалось строительство новой водогрейной котельной на территории ИвТЭЦ-2 на полную расчетную нагрузку существующей зоны ИвТЭЦ-2 с учетом нагрузки перспективной застройки.

Новая котельная и ИвТЭЦ-3 в отопительный сезон работают отдельно, каждая на свою зону. В межотопительный период вся нагрузка ГВС зоны новой котельной покрывается за счет открытых существующих перемычек из зоны ИвТЭЦ-3.

При разработке сценария 1 также была выявлена зона (зоны) ИвТЭЦ-2, пограничная с ИвТЭЦ-3, где располагаемый напор у потребителей приблизительно совпадает с располагаемым напором соседних потребителей ИвТЭЦ-3. В случае возможного беззатратного переключения такой зоны на ИвТЭЦ-3, такое переключение следует рассматривать как безальтернативное для всех вариантов.

Сценарий 2. Переключение на ИвТЭЦ-3 большей зоны от существующей зоны теплоснабжения ИвТЭЦ-2 для повышения эффективной загрузки ИвТЭЦ-3 и строительство новой водогрейной котельной на территории ИвТЭЦ-2 на меньшую по сравнению со сценарием 1 нагрузку.

В соответствии со сценарием 2 предполагалось переключение на ИвТЭЦ-3 по возможности большей зоны от существующей зоны теплоснабжения ИвТЭЦ-2 для повышения эффективной загрузки ИвТЭЦ-3, которая в настоящее время недогружена, а также строительство новой водогрейной котельной на территории ИвТЭЦ-2 на меньшую по сравнению со сценарием 1 нагрузку.

Поскольку предварительные оценки показали необходимость значительных инвестиций в сетевое строительство при переключении на ИвТЭЦ-3 значительной доли существующей нагрузки ИвТЭЦ-2, компенсировать значительные инвестиции в реализацию этого более затратного сценария предполагалось за счет увеличения операционной эффективности ИвТЭЦ-3, большая загрузка которой позволяет увеличить выработку электроэнергии в экономичном теплофикационном режиме, а также некоторого снижения капитальных вложений в строительство новой котельной.

В этом сценарии, как и в сценарии 1, новая котельная и ИвТЭЦ-3 в отопительный сезон работают отдельно, каждая на свою зону. В межотопительный период вся нагрузка ГВС зоны новой котельной покрывается за счет существующих открытых перемычек из зоны ИвТЭЦ-3.

Сценарий 3. Отказ от строительства на территории ИвТЭЦ-2 водогрейной котельной за счет прокладки от ИвТЭЦ-2 до ИвТЭЦ-3 транзитной магистрали повышенной надежности, покрывающей всю выбывающую тепловую мощность ИвТЭЦ-2.

В соответствии со сценарием 3 предполагался отказ от строительства на территории ИвТЭЦ-2 новой водогрейной котельной. Компенсация нехватки мощности ИвТЭЦ-2 предполагалась за счет прокладки от ИвТЭЦ-2 до ИвТЭЦ-3 транзитной магистрали повышенной надежности, покрывающей всю выбывающую тепловую мощность ИвТЭЦ-2. Располагаемой тепловой мощности ИвТЭЦ-3 для этого достаточно. Помимо этого, предполагалось строительство насосно-повысительной станции, обеспечивающей гидравлический режим в зоне ИвТЭЦ-2 и возврат теплоносителя на ИвТЭЦ-3.

В соответствии со сценарием 3 к ИвТЭЦ-3 подключена почти вся система централизованного теплоснабжения МО г. Иваново, что позволило бы в дальнейшем сосредоточить инвестиции на ИвТЭЦ-3 как единой «точке роста». Эффективность Сценарий 3 обеспечивается значительным увеличением операционной эффективности ИвТЭЦ-3 при снижении требований к параметрам режима транзитной магистрали (отсутствием гидравлической связанности с «попутными» потребителями).

Для обеспечения подпитки тепловой сети водой из городского водопровода (ТУ выданы) на площадке ИвТЭЦ-2 во всех трех вариантах предполагается осуществление деаэрации подпиточной воды. Таким образом, в соответствии со сценарием 3 предусматривается строительство цеха деаэрации, в состав которого входят котлы для производства тепловой энергии для вакуумной деаэрации, деаэратор, подпиточные насосы, баки аккумуляторы.

В утверждённой схеме теплоснабжения принят и в настоящее время реализуется сценарий 1, предусматривающий строительство котельной на территории ИвТЭЦ-2 на полную расчетную нагрузку существующей зоны ИвТЭЦ-2 с учетом нагрузки перспективной застройки.

3.2 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

Утвержденной схемой теплоснабжения МО г. Иваново предполагался проект по распределению нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б, реализация которого рассматривалась в соответствии с тремя сценариями:

- сценарий 1: переключение нагрузок котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б на ИвТЭЦ-2 путем строительства двух участков тепловой сети, а также ЦТП для снижения параметров теплоносителя;
- сценарий 2: строительство новой котельной в зоне действия котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б;

- сценарий 3: перевод потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б с увеличением ее располагаемой мощности за счет реконструкции.

Сценарий с переводом нагрузки потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б на котельную ООО «Теплоснаб-2010» не рассматривается, т.к. ООО «Теплоснаб-2010» внесло заявление о выводе своей котельной из схемы теплоснабжения (письмо в адрес управления жилищно-коммунального хозяйства администрации города Иваново от 10.12.2021 №165) в связи с убыточностью производства тепловой энергии.

В соответствии со сценарием 1 предполагалось выполнение следующих мероприятий:

- строительство участка тепловой сети 2Ду 150 мм протяженностью 150 м для переключения потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010» на ИвТЭЦ-2;
- строительство участка тепловой сети 2Ду 200 мм протяженностью 650 м для переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на ИвТЭЦ-2;
- реконструкция участка тепловой сети с увеличением диаметра с 2Ду 300 на 2Ду 400 протяженностью 880 м;
- строительство ЦТП с понижением температурного графика для переключения потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010» на ИвТЭЦ-2.

В графическом виде мероприятия приведены ниже.

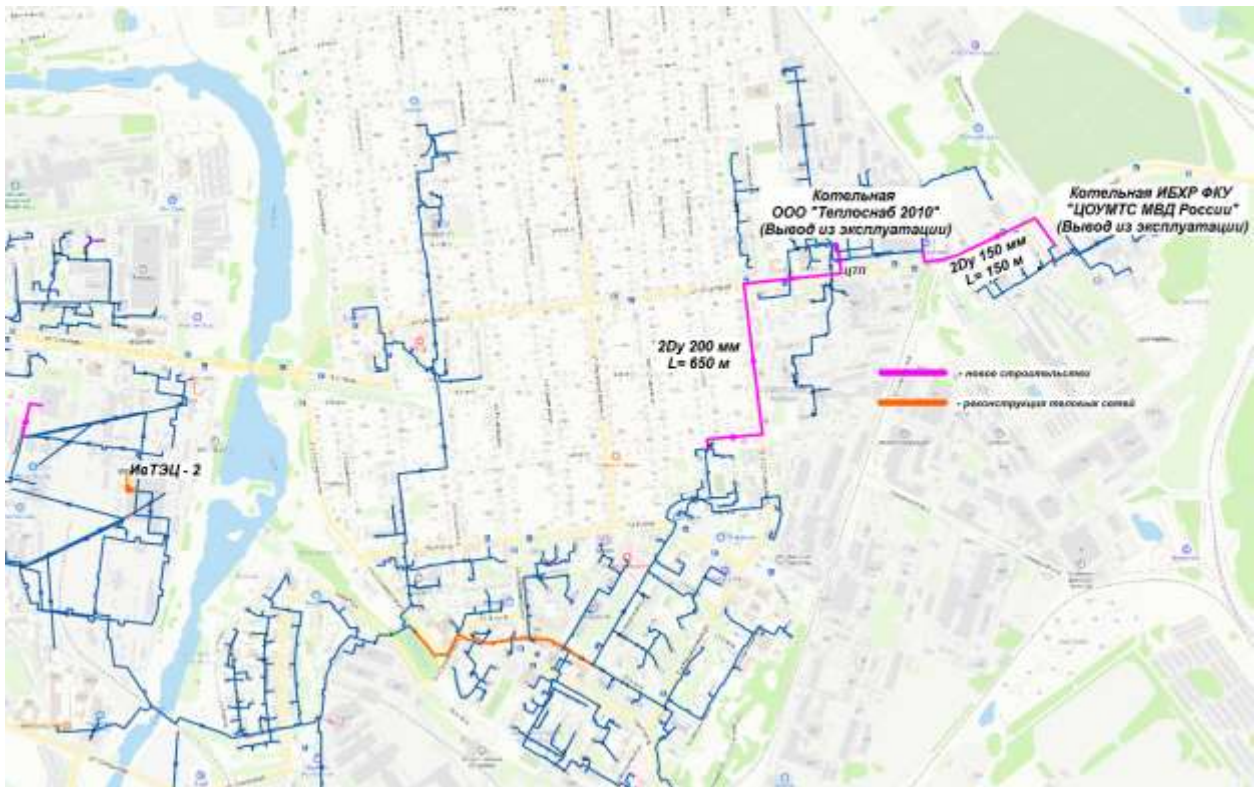


Рис. 3.1. Мероприятия переключения потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010» на ИвТЭЦ-2



Рис. 3.2. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

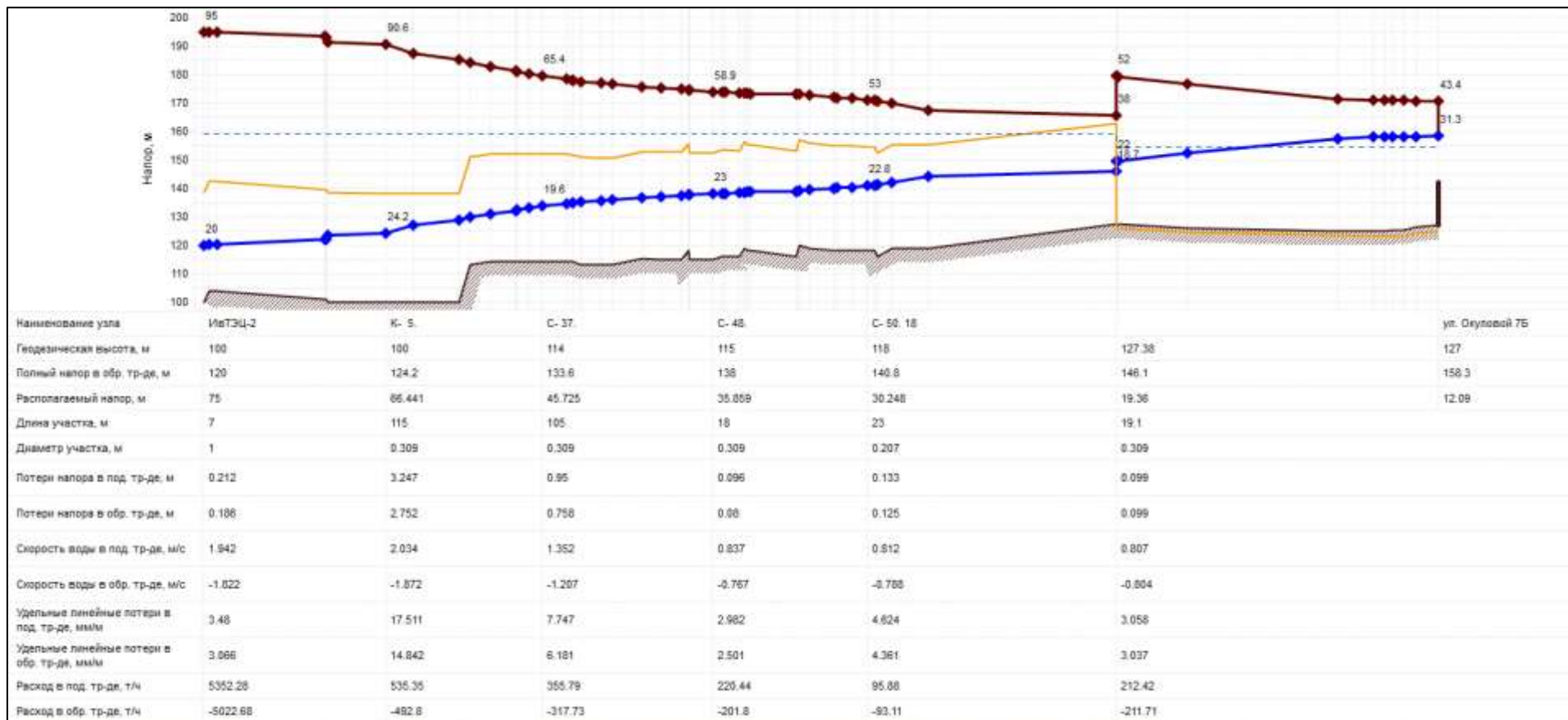


Рис. 3.3. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

В соответствии со сценарием 2 предполагалось выполнение следующих мероприятий:

- строительство участка тепловой сети 2Ду 150 мм протяженностью 150 м для переключения потребителей котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010» на новую котельную;
- строительство новой котельной для переключения потребителей существующих источников: котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б и котельной ООО «Теплоснаб-2010».

В графическом виде мероприятия приведены ниже.

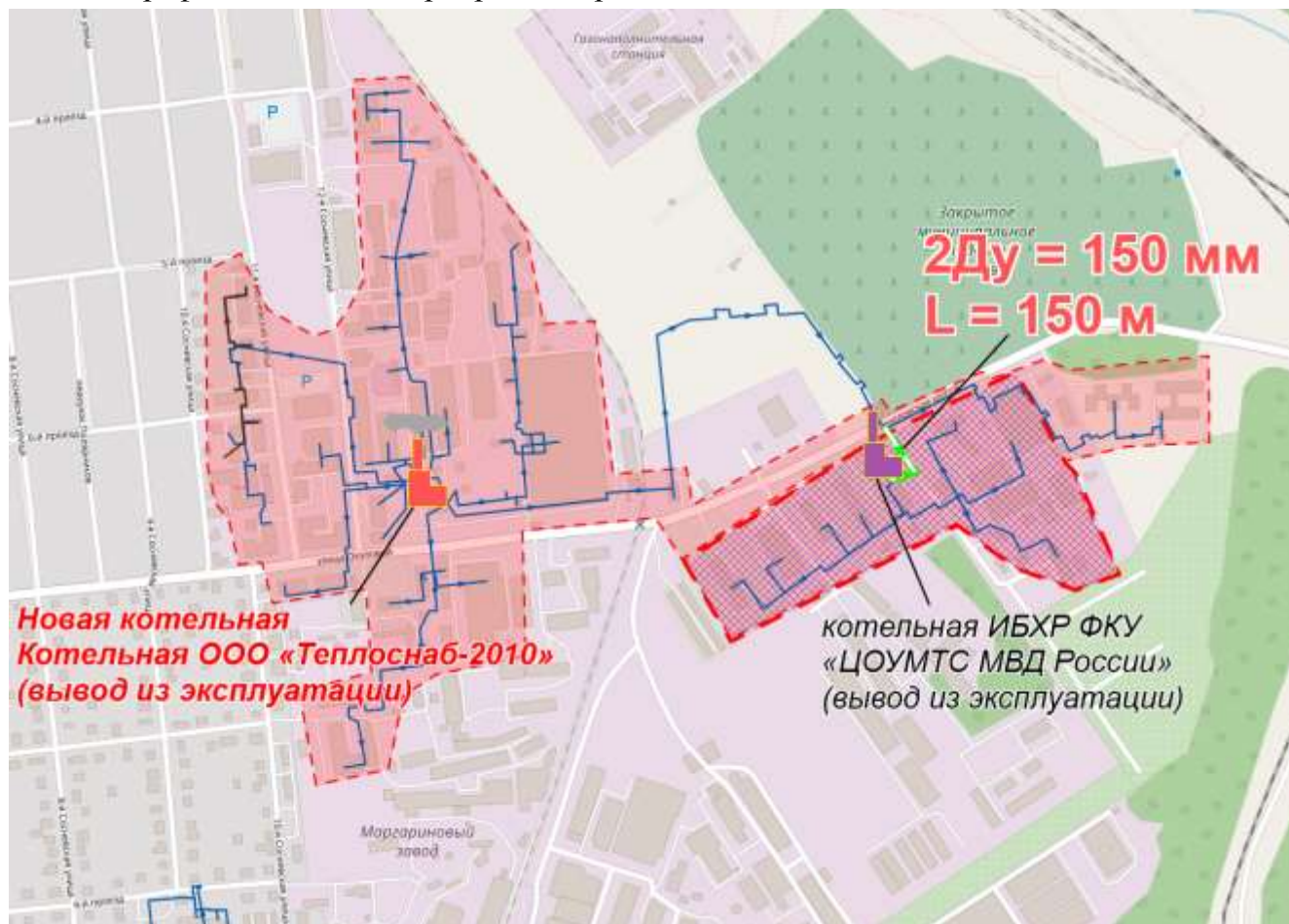


Рис. 3.4. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

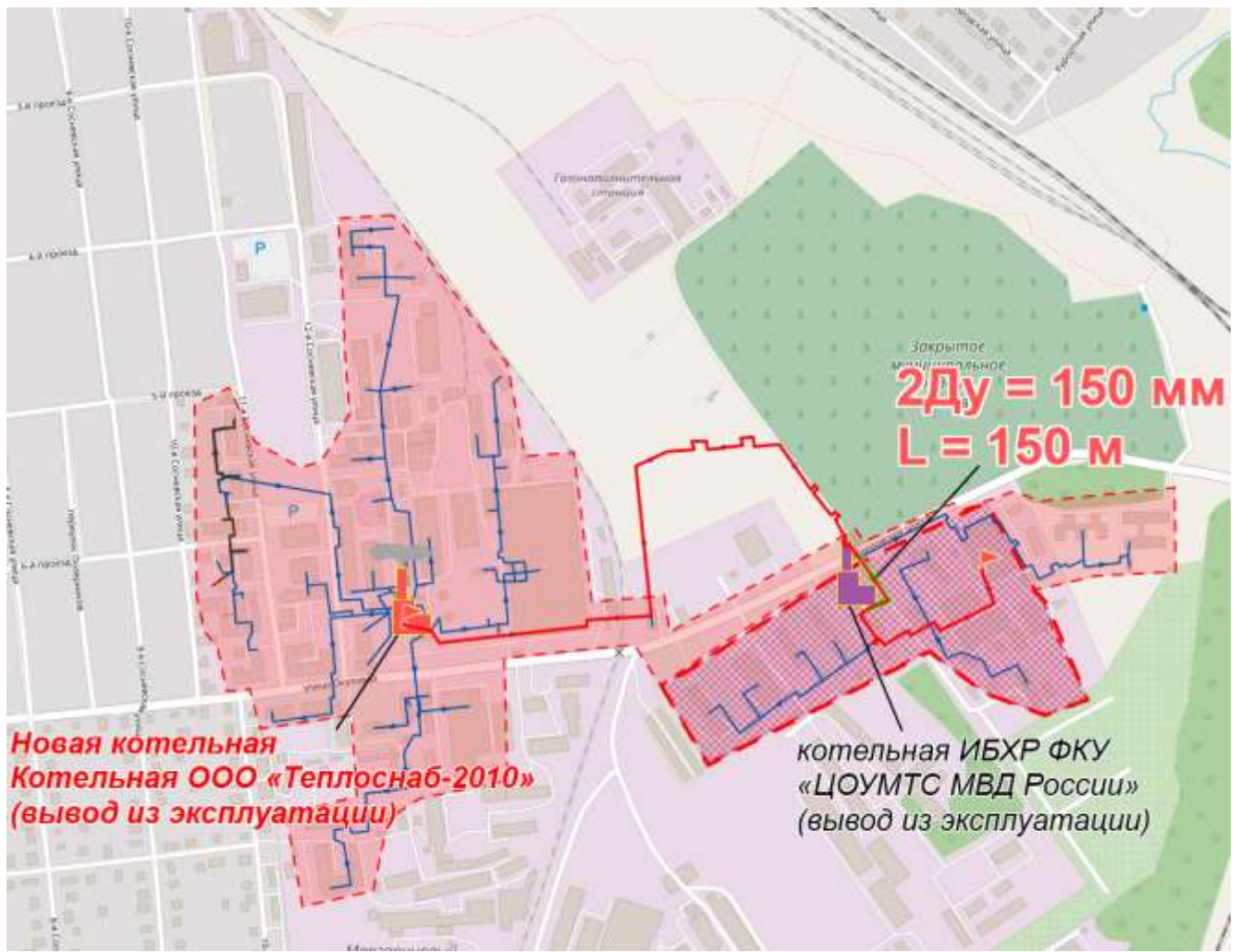


Рис. 3.5. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой котельной в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

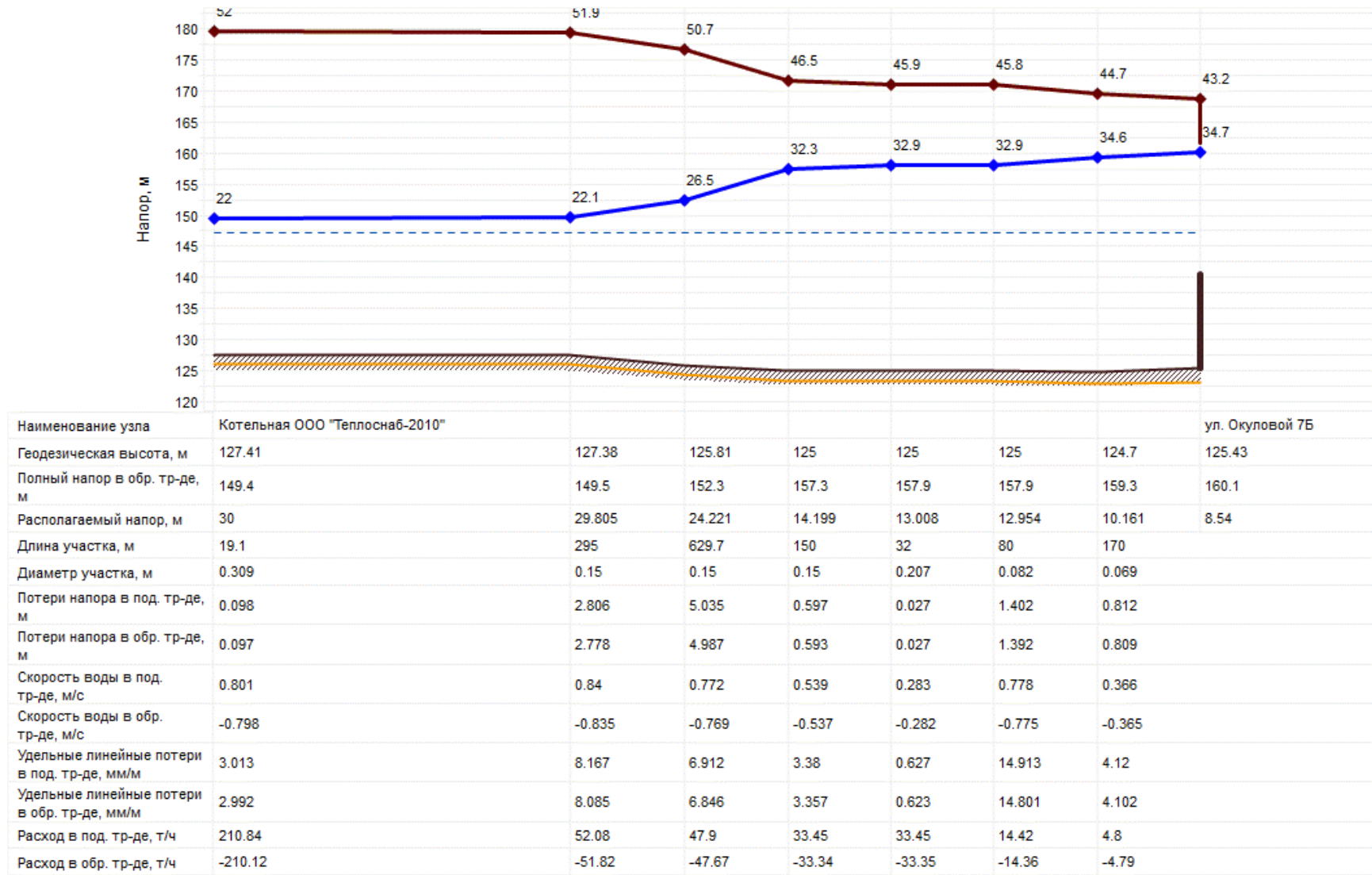


Рис. 3.6. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой котельной в зону действия котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

В соответствии со сценарием 3 рассматривалось выполнение мероприятий по двум вариантам. Вариант 1 предусматривал:

- реконструкцию котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б с увеличением мощности;
- перекладку существующего вывода №1 от забора ООО «Теплоснаб-2010» до котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б диаметром 150 мм на новый 2Ду300 мм, L = 550 м с прокладкой дополнительной линии ГВС 2Ду100/80 мм, L = 550 м (трасса красного цвета на Рис. 3.7 и Рис. 3.8);
- строительство новой теплотрассы диаметром 2Ду300 мм, L = 450 м с прокладкой дополнительной линии ГВС 2Ду100/80 мм, L = 450 м с наружной стороны забора до точки врезки в коллектор котельной (трасса зеленого цвета на Рис. 3.7 и Рис. 3.8).

Вариант 2 предусматривал:

- реконструкцию котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б с увеличением мощности;
- перекладку существующего вывода №1 от забора ООО «Теплоснаб-2010» до котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б диаметром 150 мм на новый 2Ду300 мм, L = 550 м с прокладкой дополнительной линии ГВС 2Ду100/80 мм, L = 550 м (трасса красного цвета на Рис. 3.7 и Рис. 3.8).
- для максимального исключения прохождения новой теплотрассы по территории ООО «Теплоснаб-2010» возможен вариант разделения теплотрассы на два потока (сеть отопления 2Ду175 мм, L = 700 м и сеть ГВС 2Ду76/57 мм, L = 700 м; сеть отопления 2Ду250 мм, L = 450 м и сеть ГВС 2Ду76/57 мм, L = 450 м), огибающими территорию с обеих сторон согласно схемы, указанной на Рис. 3.8 (зеленый цвет).

Окончательное решение по способу прокладки теплотрассы любого из намеченных вариантов должно быть произведено на этапе выполнения проектно-изыскательских работ.

В графическом виде мероприятия приведены ниже.

Сравнение сценариев развития систем теплоснабжения по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б представлено в Табл. 3.1.

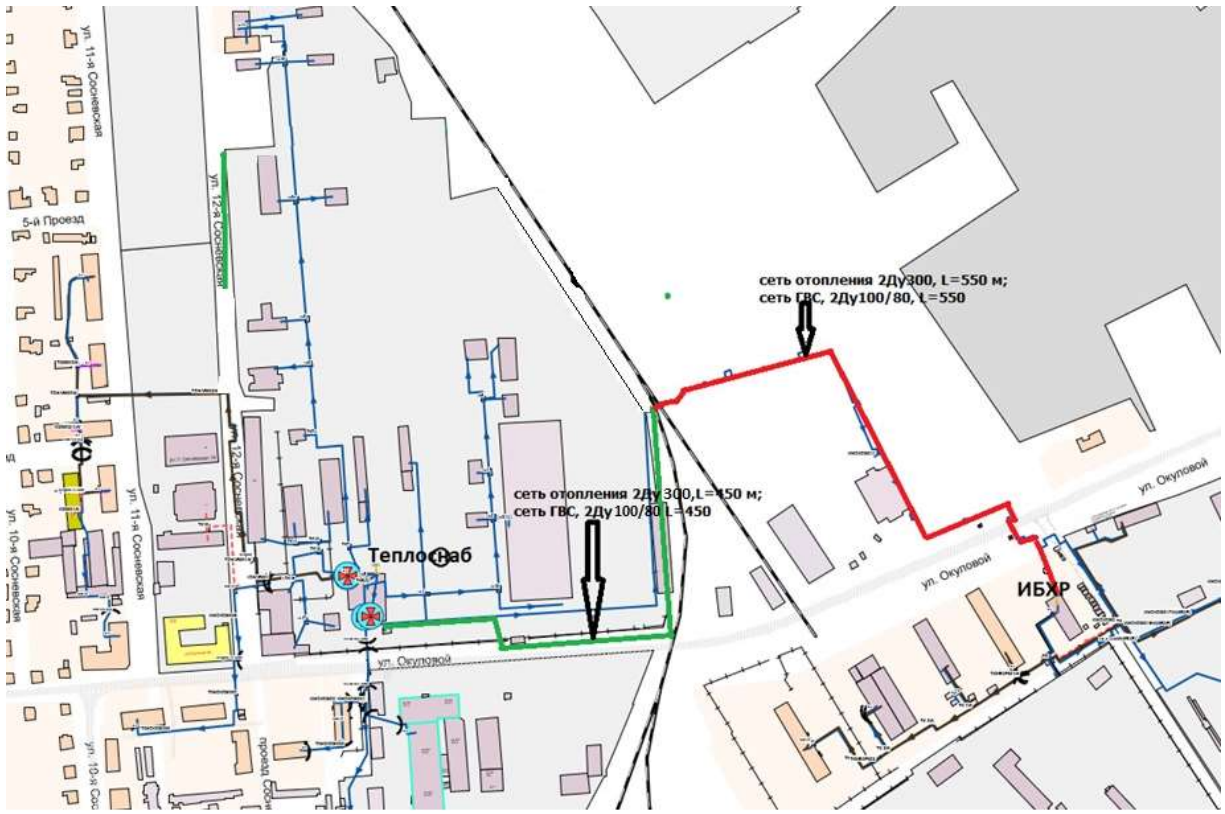


Рис. 3.7. Вариант 1. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

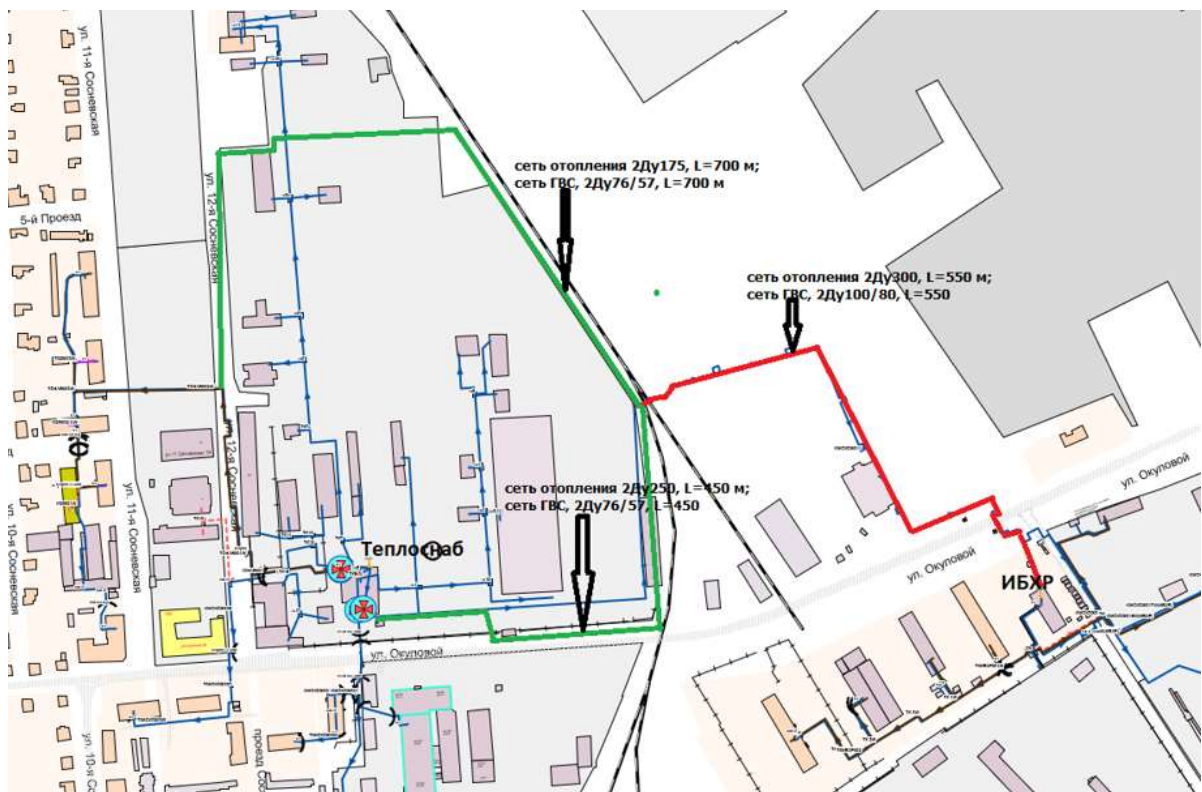


Рис. 3.8. Вариант 2. Мероприятия переключения потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

Табл. 3.1. Сравнение сценариев реализации проекта по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «Теплоснаб-2010» и котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б

Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Краткое описание мероприятия	Переключение потребителей от котельных ООО «Теплоснаб-2010» и По адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б на тепло-снабжение от ИвТЭЦ-2	Строительство новой котельной в зоне действия существующих источников, предлагаемых для переключения	Перевод нагрузки Теплоснаб-2010 на котельную ИБХР с реконструкцией котельной ИБХР в части увеличения мощности
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч		15,02	
Котельная ООО «Теплоснаб-2010»		11,72	
Котельная По адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б		3,3	
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал			
Котельная ООО «Теплоснаб-2010»		2189,19	
Котельная По адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б		1937,21	
Новая котельная		1818,1	
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал		23502,92	
Котельная ООО «Теплоснаб-2010»		14634,22	
Котельная По адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б		8868,7	
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	42 730,66	42 730,66	45 530,09
Котельная ООО «Теплоснаб-2010» после реконструкции			
Котельная По адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б после реконструкции			45 530,09
Новая котельная	42 730,66	42 730,66	
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	234 131,79	239 922,50	108 126,00
Срок окупаемости инвестиций, лет	-	-	29,3

*В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в таблице.

Для реализации сценария 1 и сценария 2 для обеспечения необходимого гидравлического режима работы тепловых сетей также необходимо выполнить следующие мероприятия:

- реконструкция существующих тепловых сетей АО «ИвГТЭС» с увеличением диаметра с 2Ду150мм на 2Ду250 мм суммарной протяженностью порядка 1078 метров;
- установка дополнительного теплообменного оборудования на котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б на приготовление ГВС;
- изменение гидравлического режима работы и температурного графика котельной по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б в части нижней срезки на 70°C.

Величина дополнительных суммарных капитальных затрат составит порядка 100 млн. руб. без НДС, при этом реализация данных вариантов может привести к возникновению перетоков в течении ОЗП.

В утверждённой схеме теплоснабжения принят сценарий 3, предусматривающий перевод потребителей котельной ООО «Теплоснаб-2010» на котельную по адресу г. Иваново, ул. Окуловой, 74Б с увеличением ее располагаемой мощности за счет реконструкции.

3.3 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной АО «ИСМА»

Для обеспечения наиболее экономичной поставки тепловой энергии потребителю с сохранением качества и надежности теплоснабжения были рассмотрены шесть сценариев по переключению тепловой нагрузки котельной в районе завода АО «ИСМА»:

- сценарий 1: строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия);
- сценарий 2: строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и поэтапное переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка);
- сценарий 3: строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и поэтапное переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной ООО «Система Альфа»;
- сценарий 4: строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия), и поэтапное переключение потребителей котельной ООО «Система Альфа» и котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка).

- сценарий 5: переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) на котельную ООО «Система Альфа». Реконструкция котельной ООО «Система Альфа» с увеличением тепловой мощности.
- сценарий 6: сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной АО «ИСМА».

Далее представлены результаты гидравлических расчетов в соответствии с предлагаемыми сценариями.

Сценарий 1

На Рис. 3.9 и Рис. 3.10 приведена зона теплоснабжения новой БМК, путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 1 (строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия)). Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 200 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры;
- строительство новой БМК.

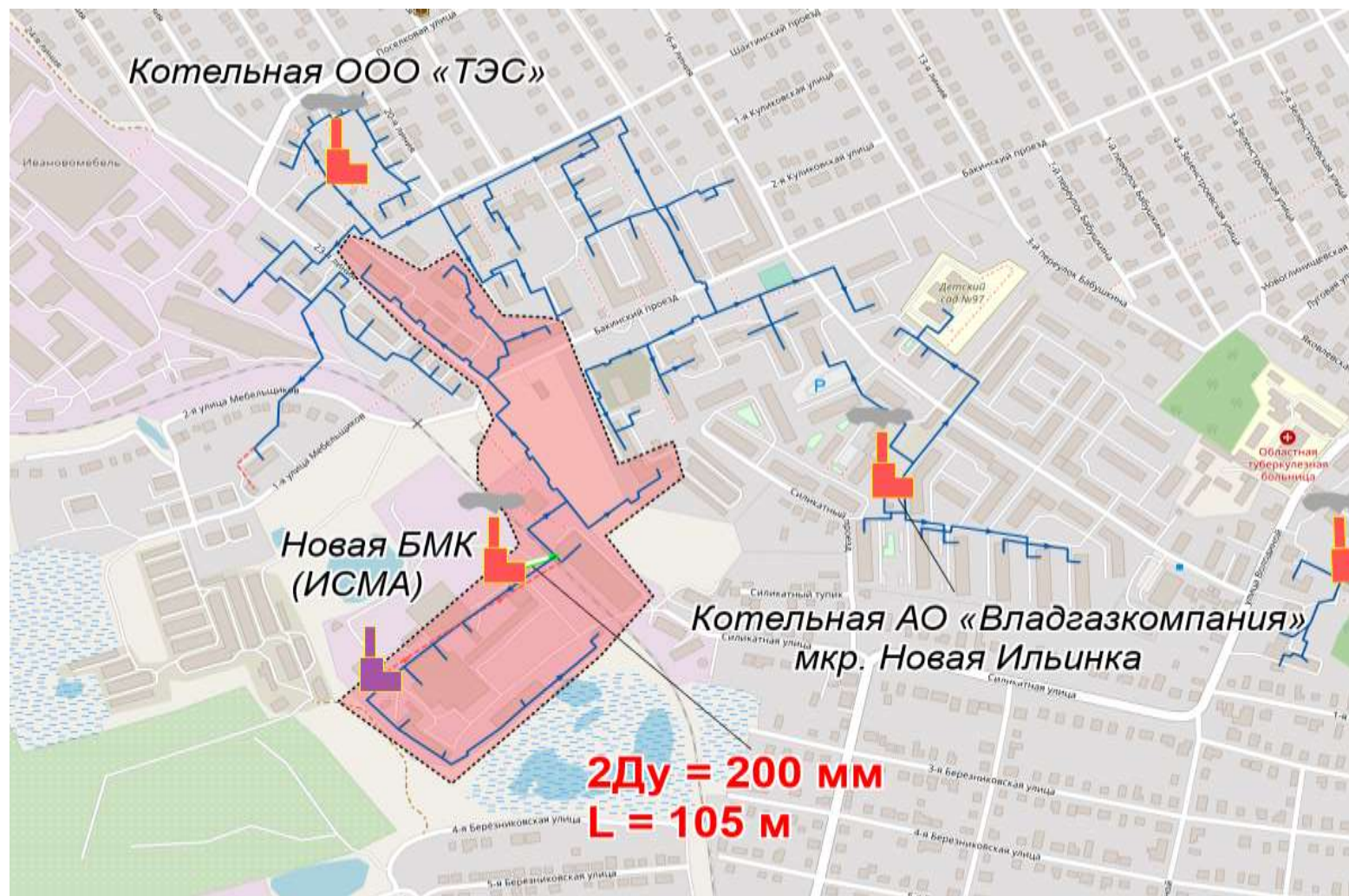


Рис. 3.9. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «ИСМА» на новую БМК по сценарию 1

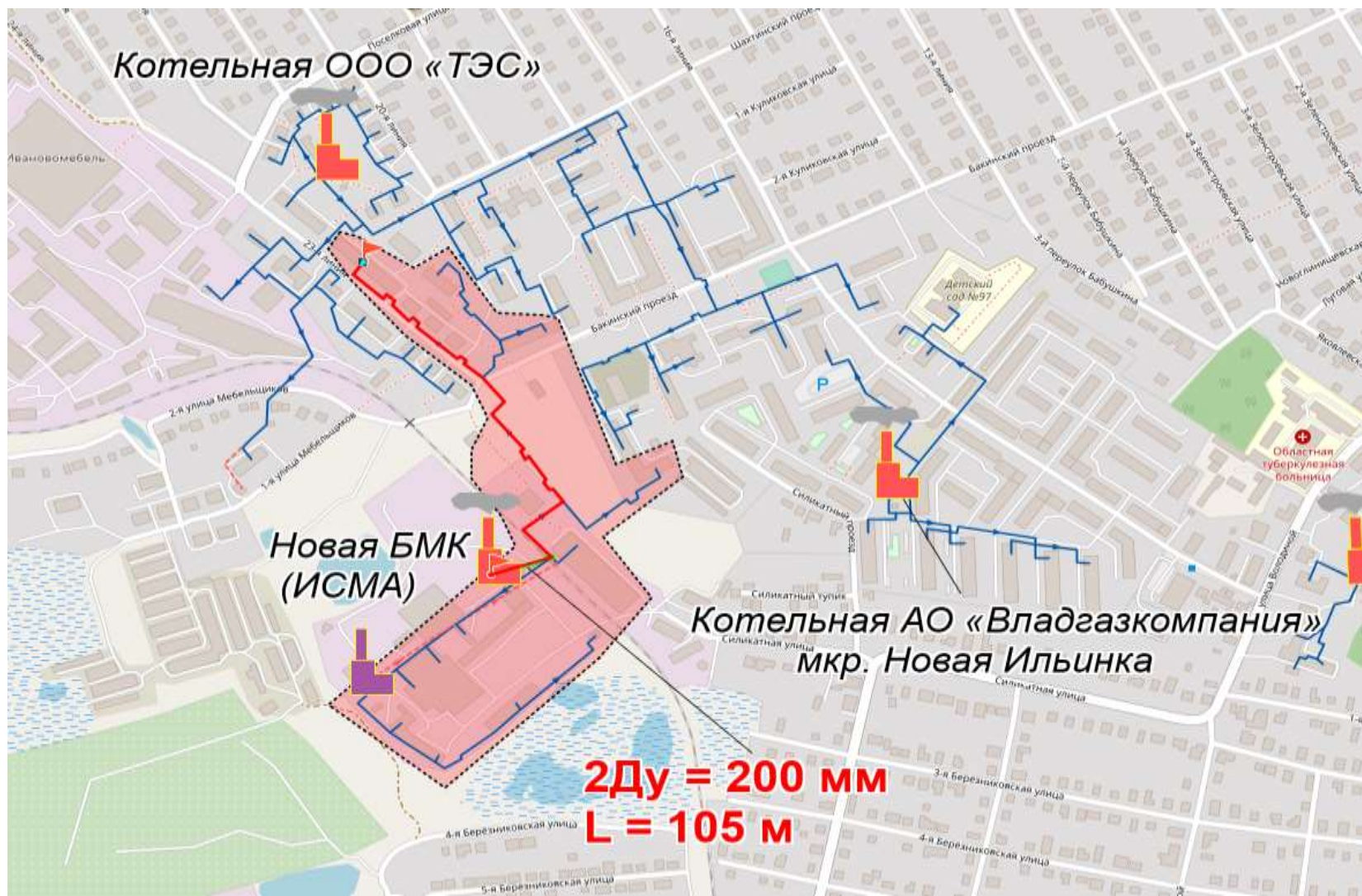


Рис. 3.10. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по адресу ул. 23-я Линия, 14 (Сценарий 1)

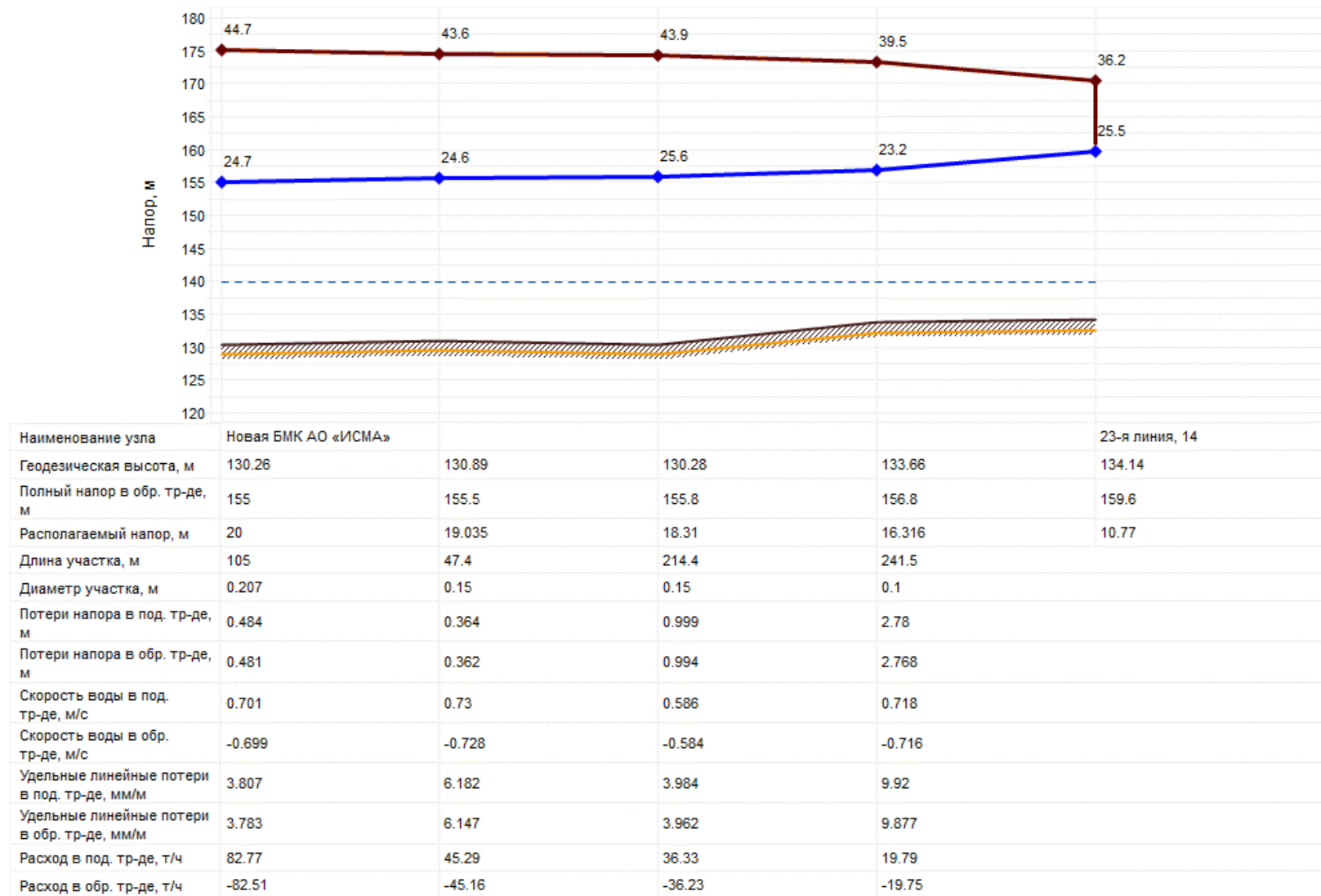


Рис. 3.11. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по адресу ул. 23-я Линия, 14 (Сценарий 1)

Сценарий 2

На Рис. 3.12 приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка) на новую БМК по сценарию 2.

На Рис. 3.13 и Рис. 3.14 приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 2 (строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка)).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 250 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры;
- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 150 мм протяженностью 350 м от новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 до существующей тепловой камеры на коллекторе котельной АО «Владгазкомпания»;
- реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 с 2Ду 150 мм на 2Ду 200 мм протяженностью 220 м;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/100 мм протяженностью 675 м;
- строительство новой БМК: этап 1 – строительство БМК, этап 2 – доведение мощности новой БМК до 5,0 Гкал/ч путем установки дополнительного блока.

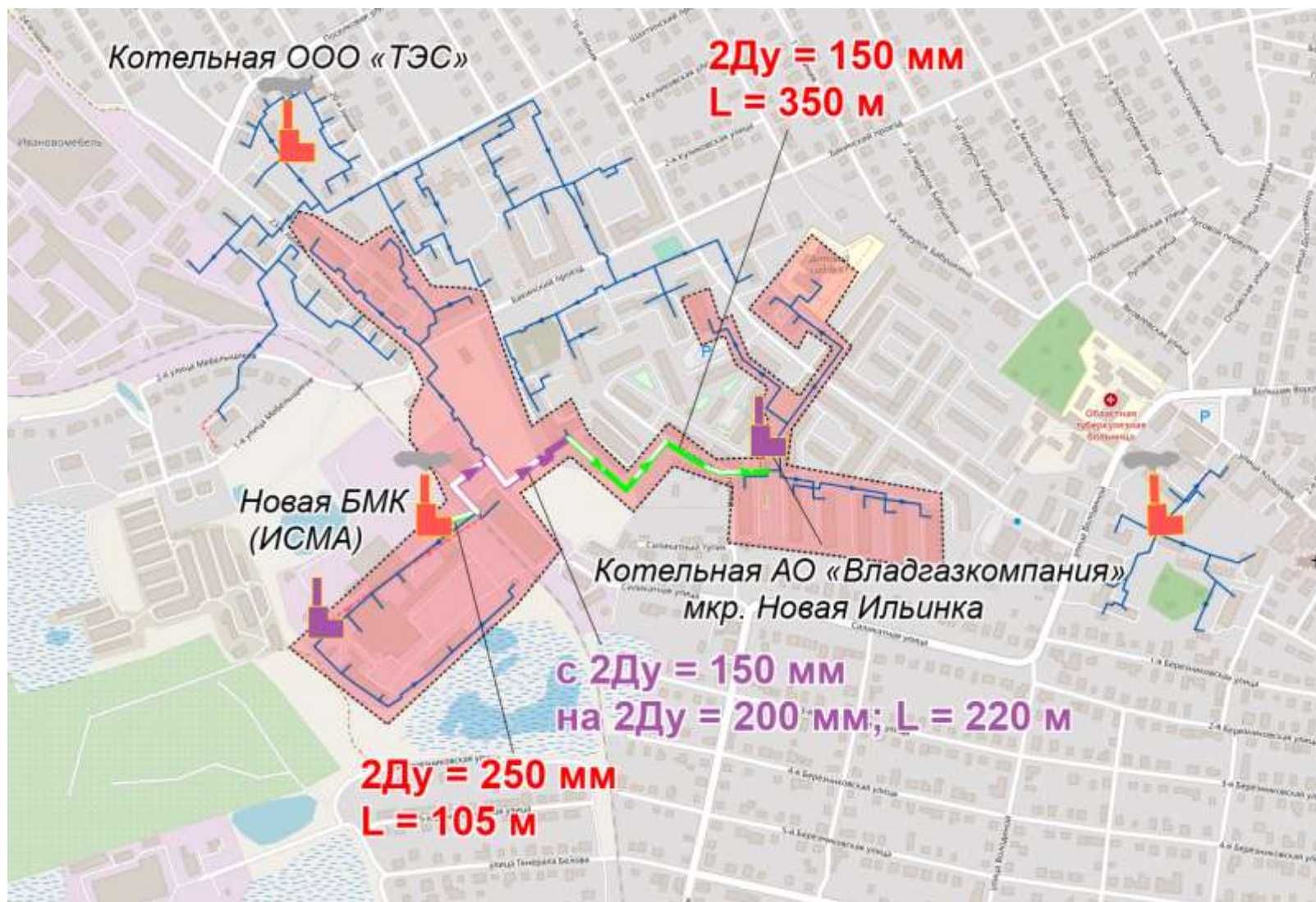


Рис. 3.12. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «Владгазкомпания» на новую БМК по Сценарию 2

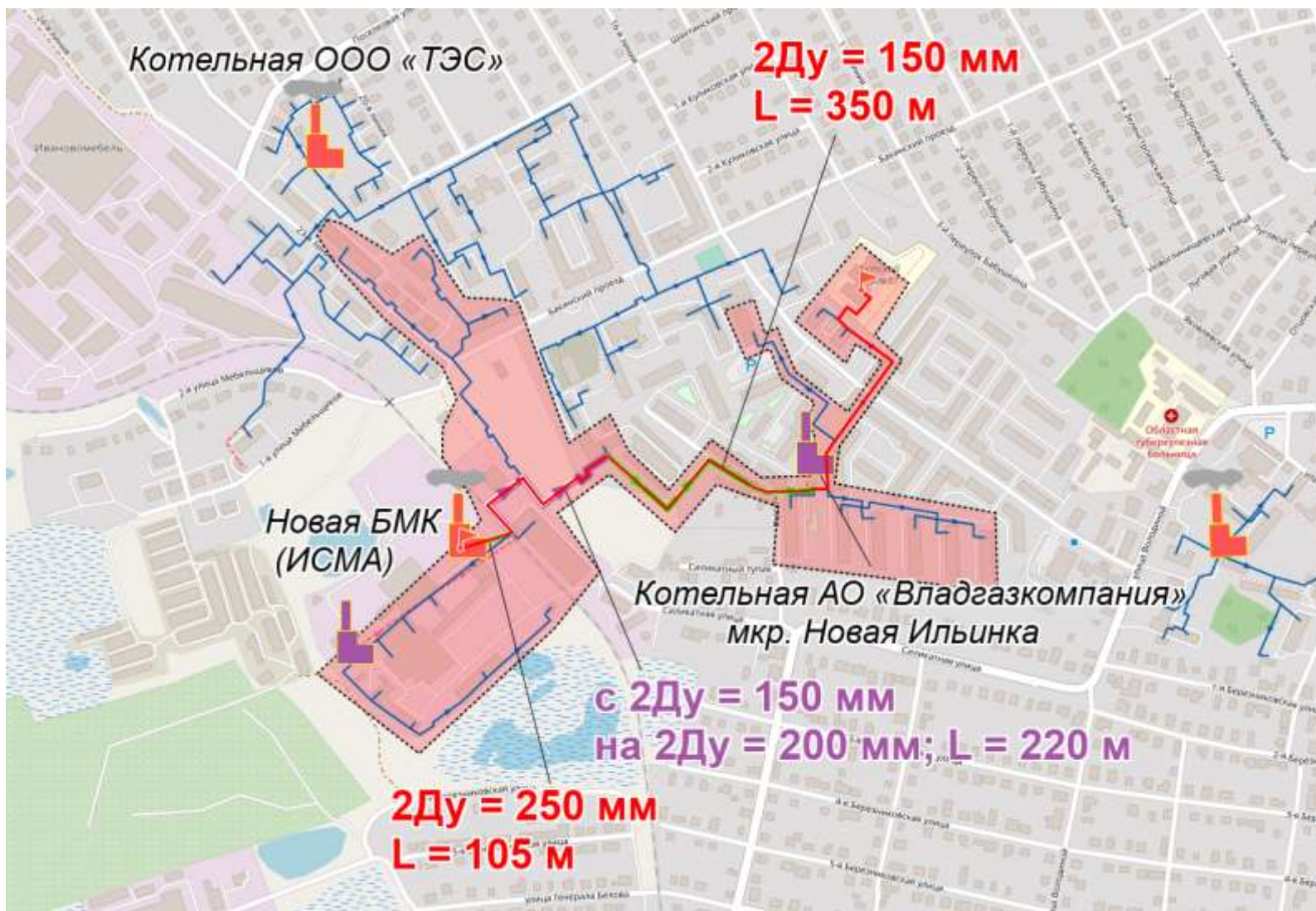
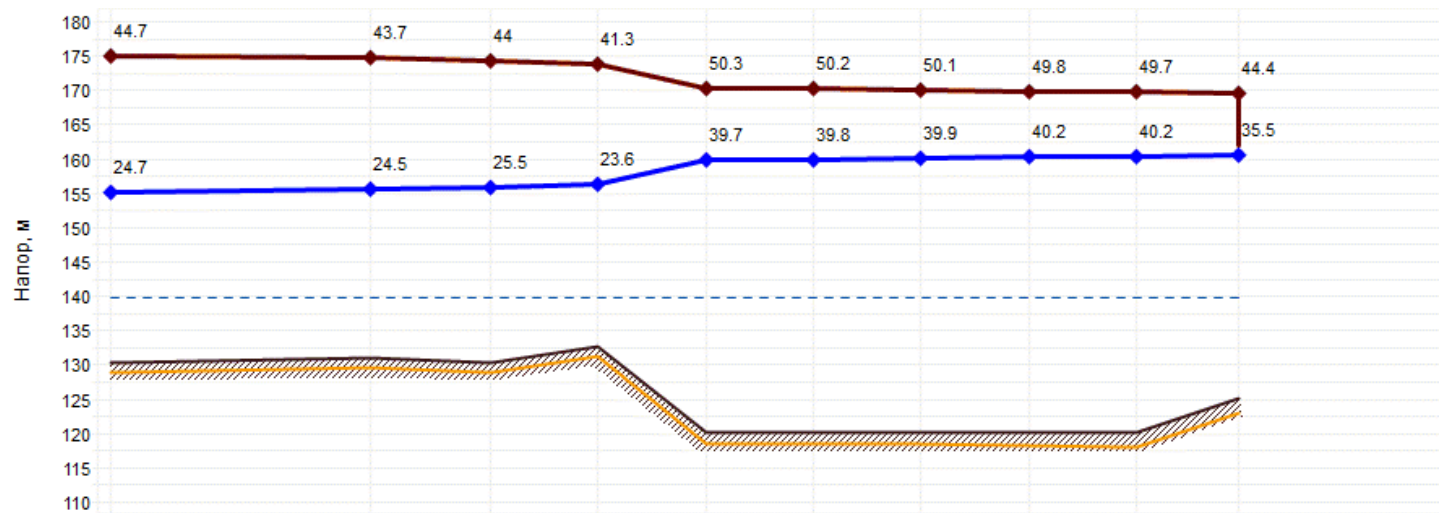


Рис. 3.13. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной АО «Владгазкомпания» до детского сада №97 (Сценарий 2)



Наименование узла	Новая БМК АО «ИСМА»									Детский сад №97
Геодезическая высота, м	130.26	130.89	130.28	132.54	120	120	120	120	120	125
Полный напор в обр. тр-де, м	155	155.4	155.7	156.2	159.7	159.8	159.9	160.2	160.2	160.5
Располагаемый напор, м	20	19.175	18.51	17.676	10.612	10.338	10.158	9.584	9.481	8.92
Длина участка, м	105	47.4	158.4	336.1	17.6	66.4	198.8	17.1	78.2	
Диаметр участка, м	0.259	0.207	0.207	0.15	0.15	0.15	0.125	0.1	0.082	
Потери напора в под. тр-де, м	0.414	0.334	0.419	3.542	0.137	0.091	0.288	0.051	0.283	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.411	0.332	0.416	3.521	0.137	0.09	0.286	0.051	0.282	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.739	0.841	0.534	0.885	0.695	0.31	0.291	0.346	0.352	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.737	-0.838	-0.533	-0.882	-0.693	-0.309	-0.29	-0.345	-0.352	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	3.201	5.474	2.219	9.064	5.597	1.124	1.24	2.317	3.079	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	3.18	5.44	2.205	9.009	5.567	1.117	1.233	2.309	3.068	
Расход в под. тр-де, т/ч	136.72	99.31	63.14	54.87	43.09	19.23	12.51	9.53	6.53	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-136.26	-98.99	-62.93	-54.71	-42.98	-19.18	-12.48	-9.52	-6.52	

Рис. 3.14. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной АО «Владгазкомпания» до детского сада №97 (Сценарий 2)

Сценарий 3

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» на новую БМК по сценарию 3.

Ниже на рисунках приведены пути для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 3 (строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной ООО «Система Альфа»).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры;
- реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В с 2Ду 150 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 300 м;
- реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 160 м;
- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 665 м;
- строительство новой БМК: этап 1 – строительство БМК, этап 2 – доведение мощности новой БМК до 9,5 Гкал/ч путем установки дополнительного блока.

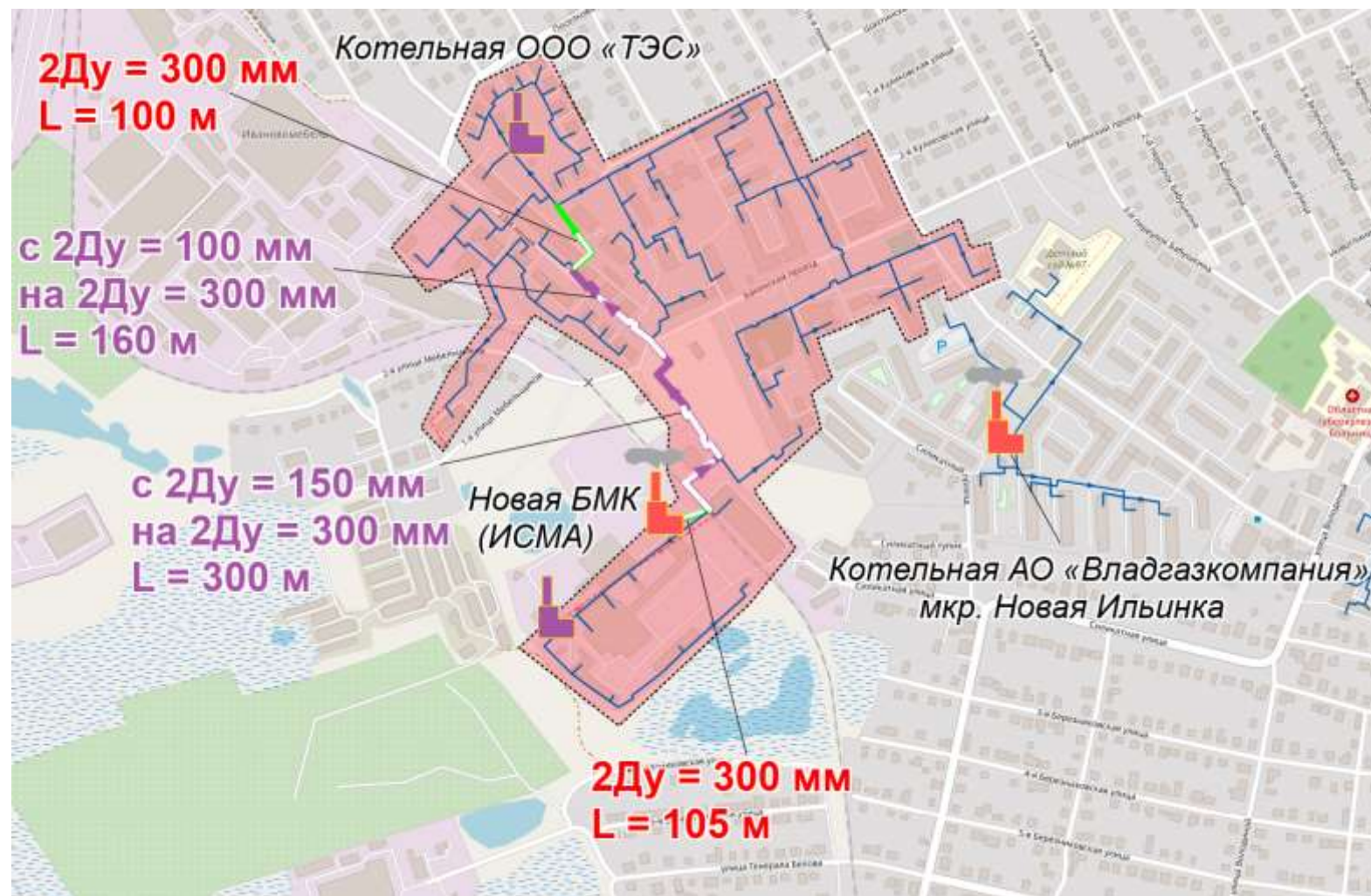


Рис. 3.15. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» на новую БМК по Сценарию 3

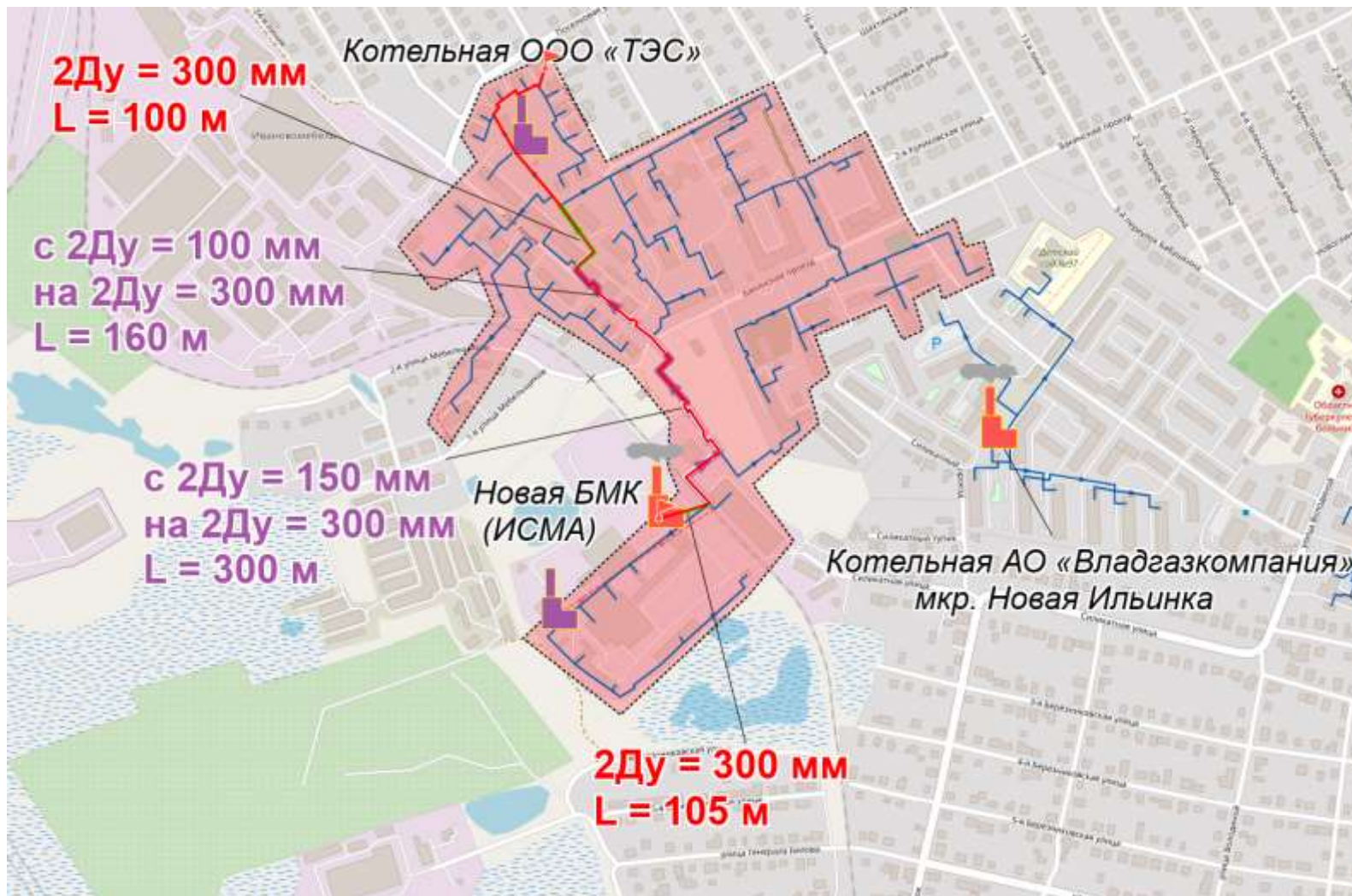


Рис. 3.16. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 3)

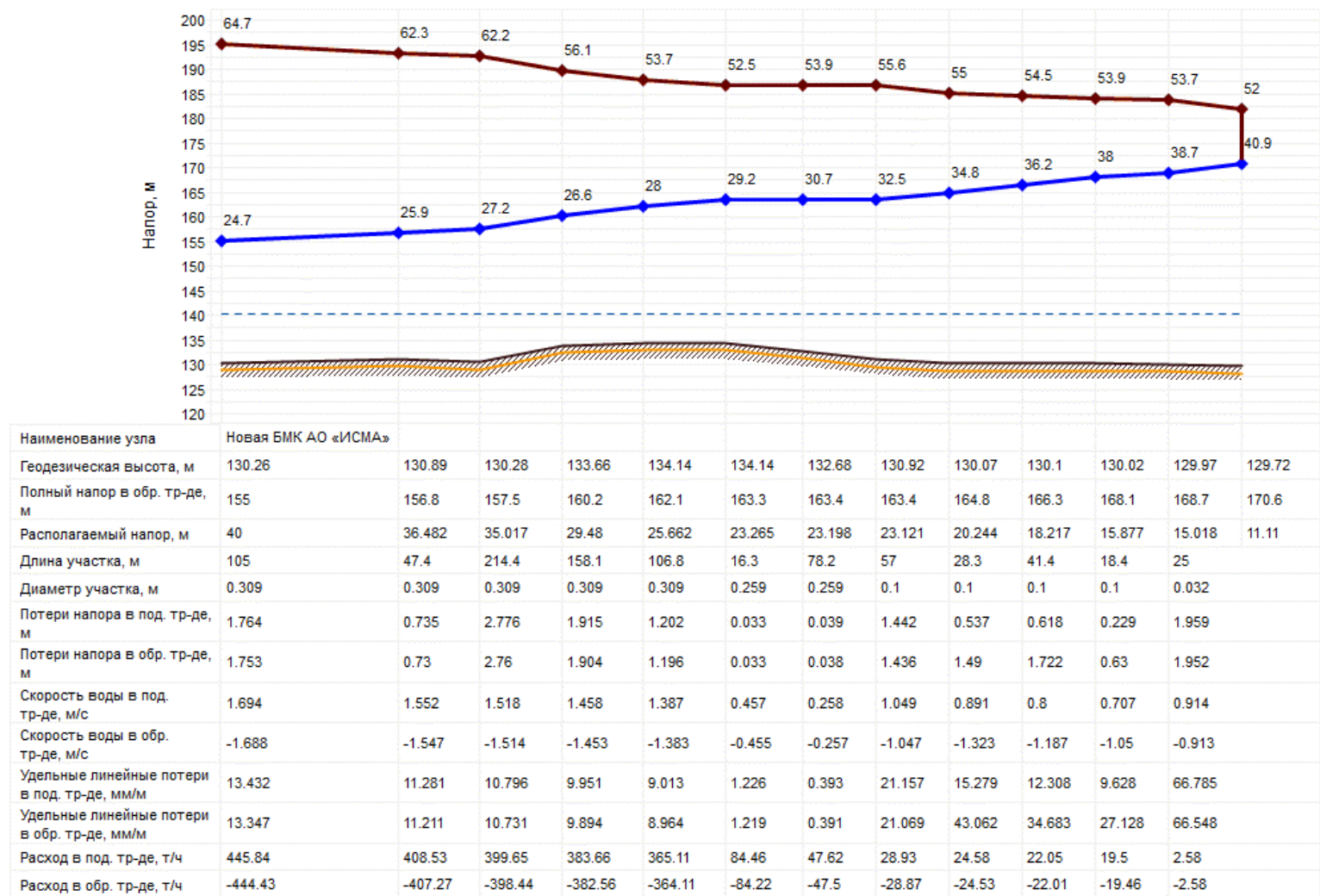


Рис. 3.17. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 3)

Сценарий 4

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» и котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка) на новую БМК по сценарию 4.

Ниже на рисунках приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 4 (строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА», переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия), и поэтапное переключение потребителей котельной ООО «Система Альфа» и котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка)).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 350 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры;
- реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В с 2Ду 150 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 300 м;
- реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 160 м;
- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88;
- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 150 мм протяженностью 350 м от новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 до существующей тепловой камеры на коллекторе котельной АО «Владгазкомпания»;
- реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 с 2Ду 150 мм на 2Ду 200 мм протяженностью 141 м;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/125 мм протяженностью 183 м;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/100 мм протяженностью 492 м;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 482 м;
- строительство новой БМК: этап 1 – строительство БМК, этап 2 – доведение мощности новой БМК до 11,5 Гкал/ч путем установки дополнительного блока.

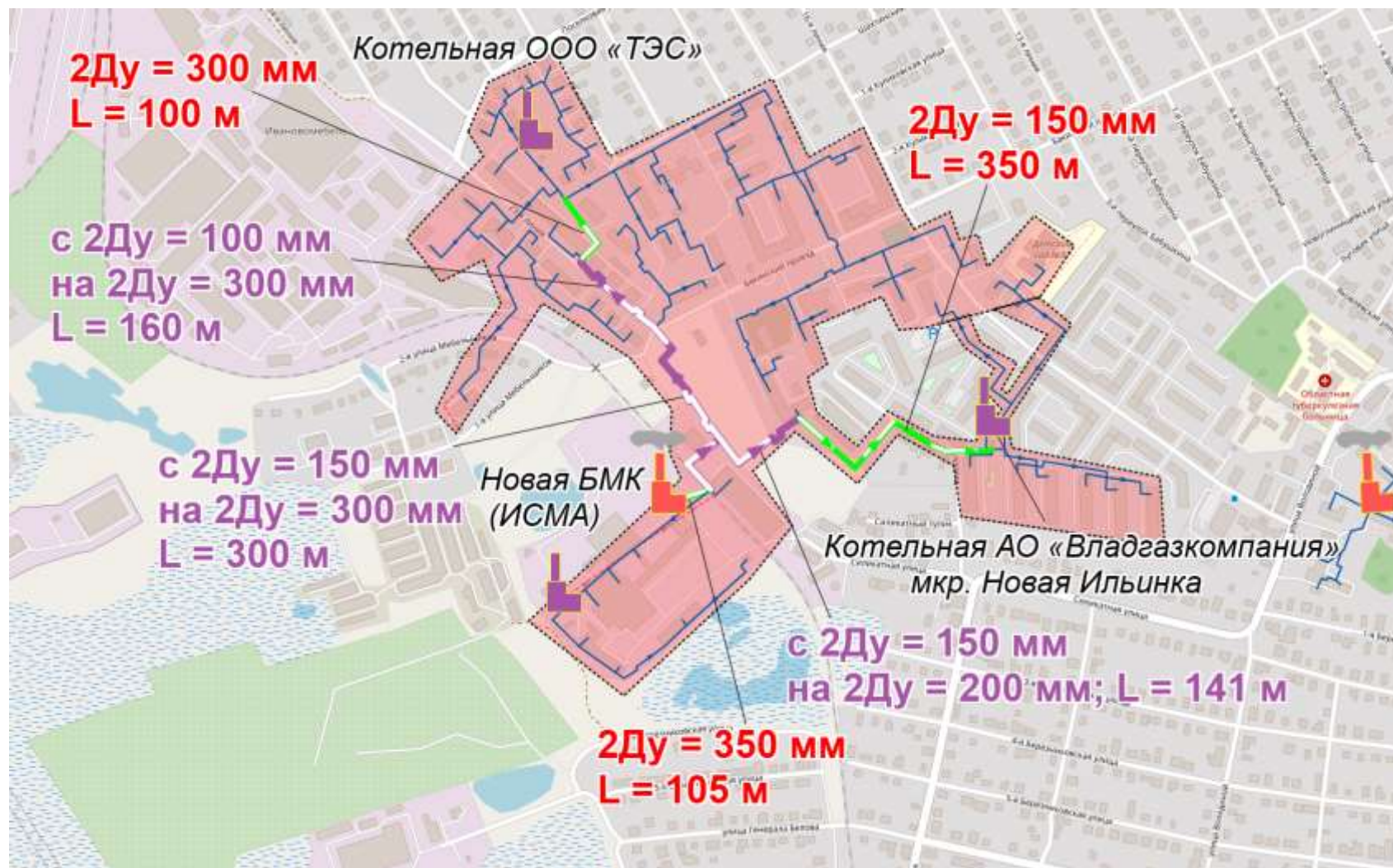


Рис. 3.18. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «Система Альфа» и АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка) на новую БМК по Сценарию 4

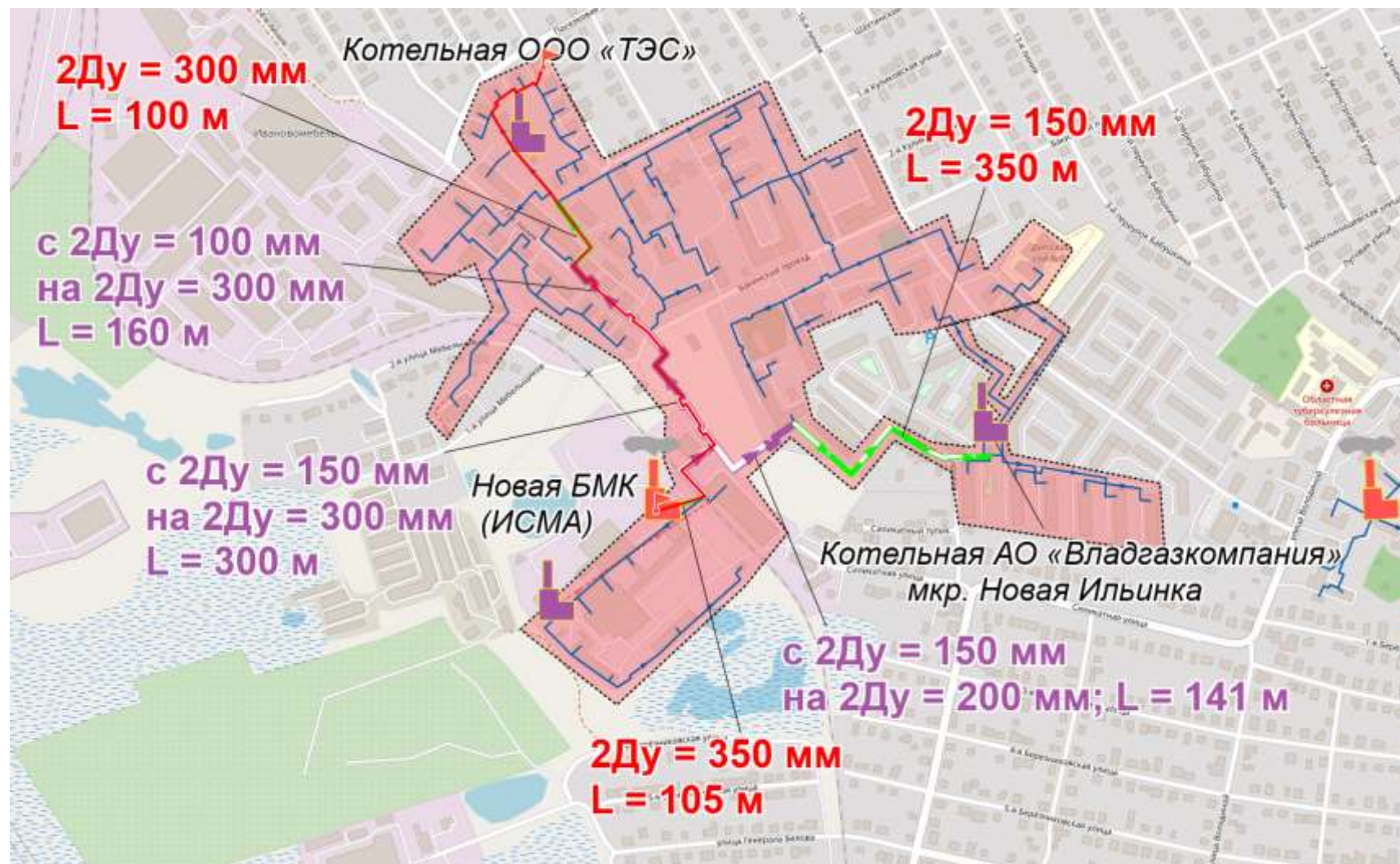


Рис. 3.19. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 4)

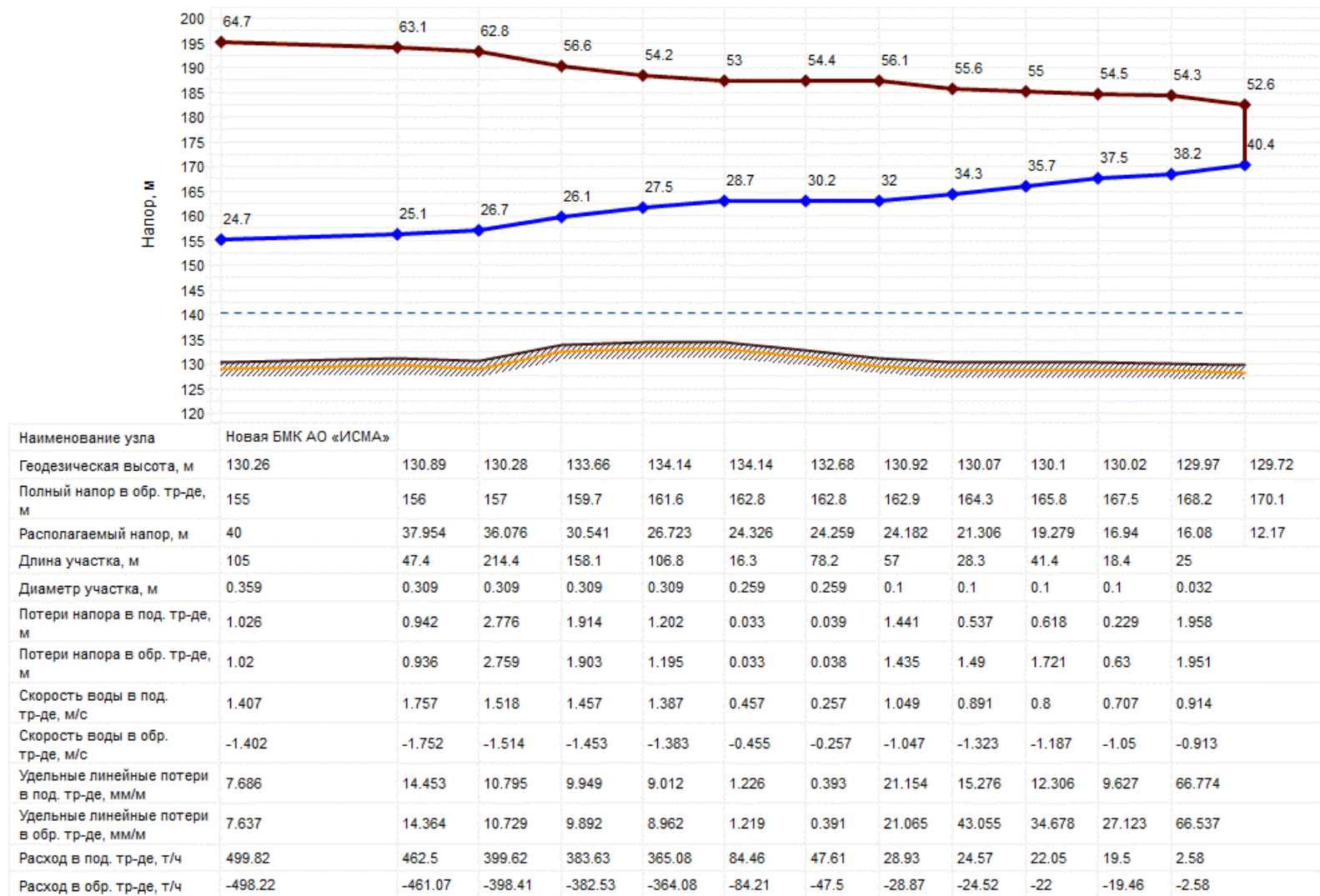


Рис. 3.20. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК в зону котельной ООО «Система Альфа» до потребителя по адресу Поселковая улица, 113 (Сценарий 4)

Сценарий 5

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «ИСМА (население и нагрузка предприятия) на котельную ООО «Система Альфа» по сценарию 5.

Ниже на рисунках приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 5 (переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) на котельную ООО «Система Альфа»).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 150 мм протяженностью 160 м;
- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 200 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88;
- строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 665 м;
- реконструкция котельной ООО «Система Альфа» с увеличением мощности.

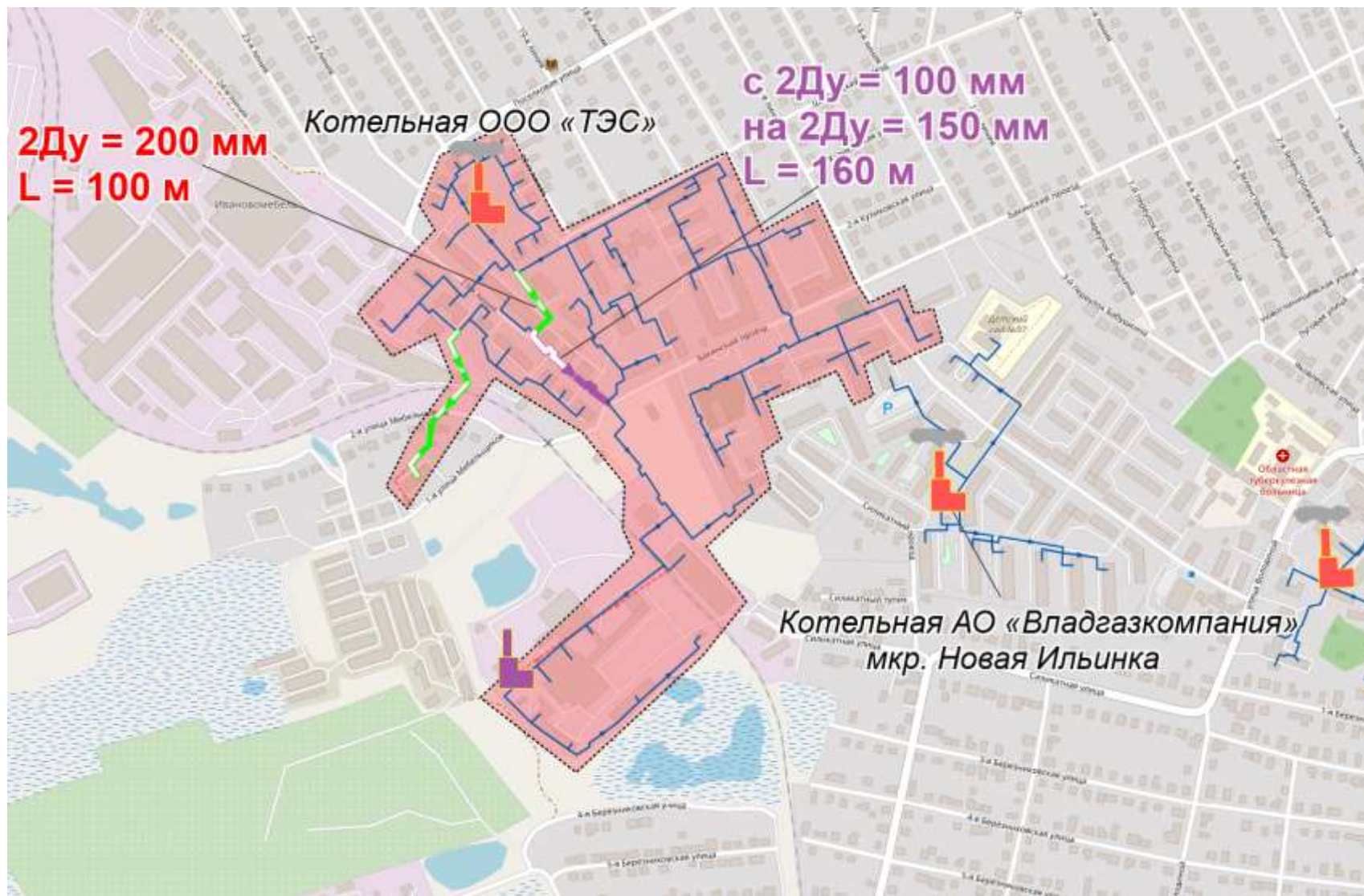


Рис. 3.21. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной АО «ИСМА» на котельную ООО «Система Альфа» по сценарию 5

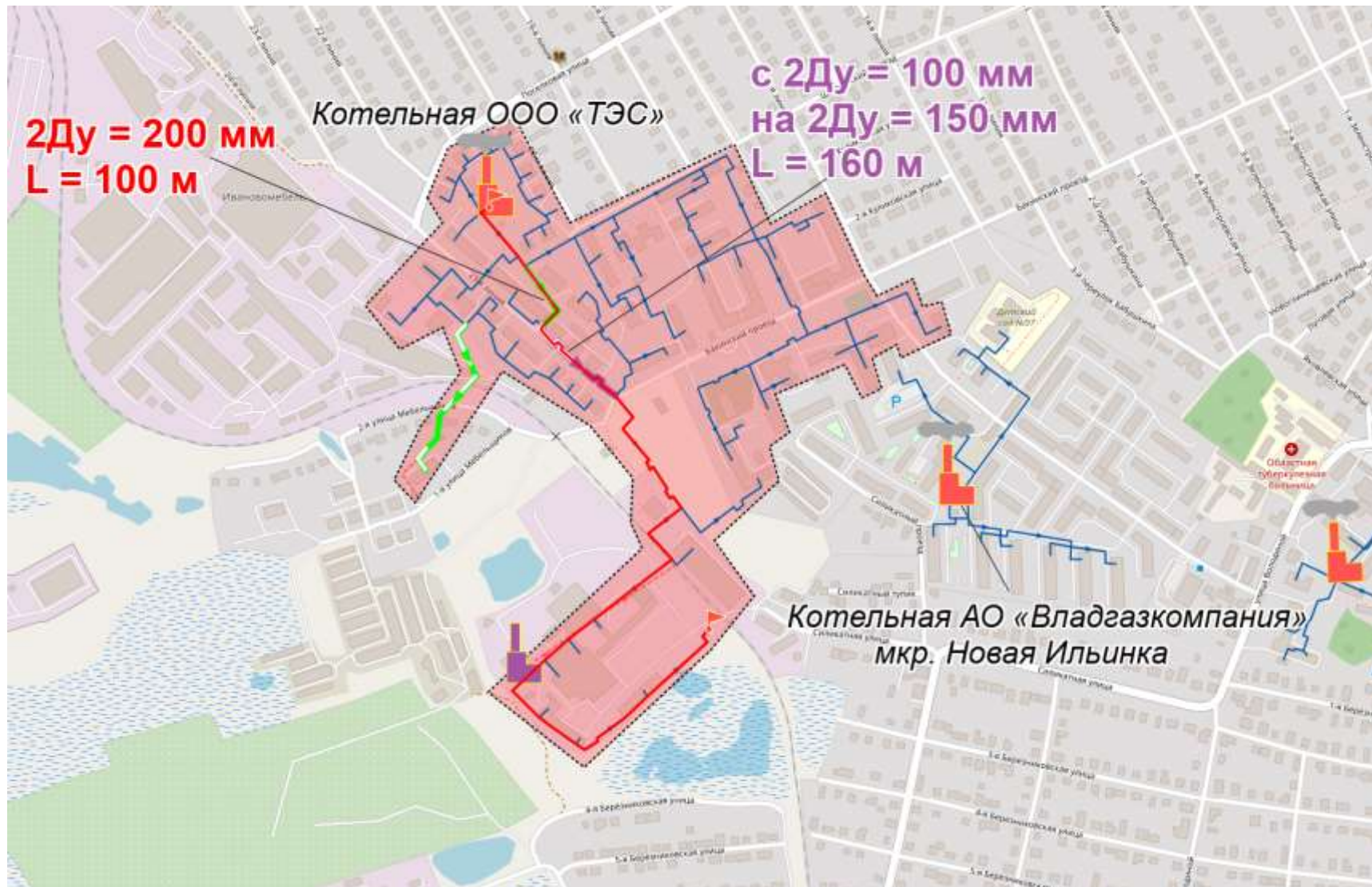
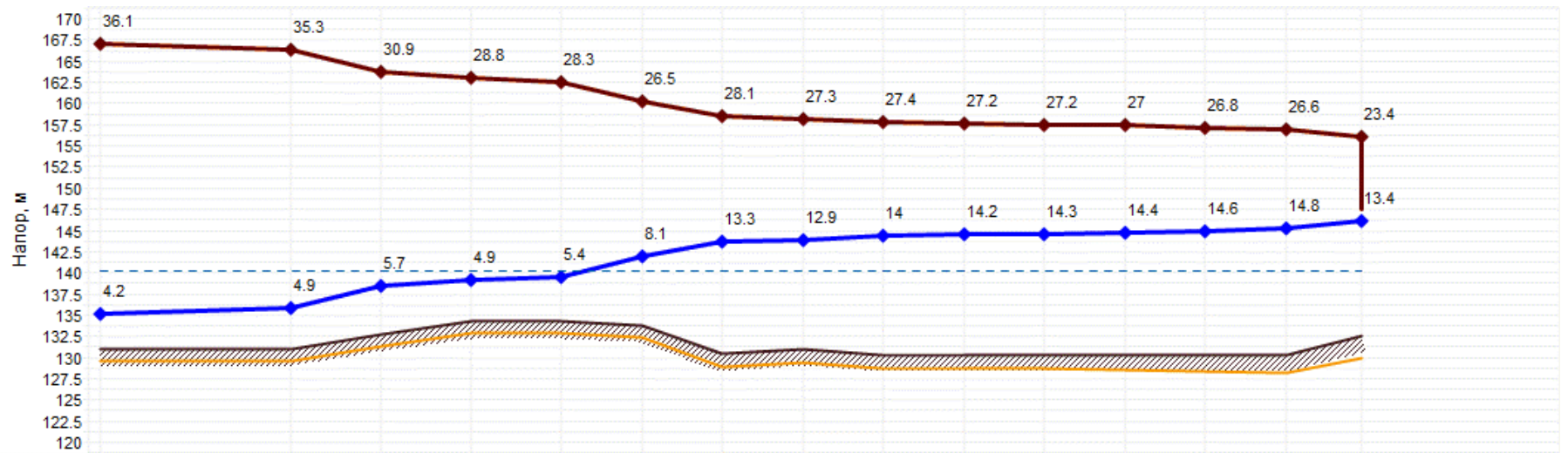


Рис. 3.22. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «Система Альфа» в зону котельной АО «ИСМА» до потребителя по адресу Силикатная, 52 (Сценарий 5)



Наименование узла	Котельная ООО «ТЭС»													ИСМА, Силикатная, 52	
Геодезическая высота, м	130.85	130.92	132.68	134.14	134.14	133.66	130.28	130.89	130.26	130.26	130.26	130.26	130.26	130.26	132.54
Полный напор в обр. тр-де, м	135	135.8	138.4	139	139.5	141.8	143.5	143.8	144.3	144.4	144.5	144.6	144.9	145.1	146
Располагаемый напор, м	32	30.441	25.163	23.957	22.976	18.366	14.885	14.352	13.364	13.067	12.89	12.669	12.137	11.734	10
Длина участка, м	12.9	78.2	16.3	106.8	158.1	214.4	47.4	135.4	44.5	43.5	112.6	62.3	129.9	133.9	
Диаметр участка, м	0.259	0.259	0.259	0.207	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	0.1	0.05	
Потери напора в под. тр-де, м	0.782	2.646	0.605	0.492	2.313	1.746	0.267	0.496	0.149	0.089	0.111	0.267	0.202	0.867	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.777	2.631	0.601	0.489	2.297	1.734	0.266	0.493	0.148	0.088	0.11	0.266	0.201	0.863	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	2.398	2.147	1.949	0.701	1.036	0.775	0.626	0.516	0.481	0.374	0.266	0.431	0.261	0.348	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-2.391	-2.141	-1.944	-0.699	-1.033	-0.772	-0.624	-0.515	-0.479	-0.373	-0.265	-0.43	-0.261	-0.348	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	33.541	26.89	22.176	3.809	12.427	6.961	4.545	3.097	2.686	1.632	0.83	3.596	1.328	5.59	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	33.355	26.737	22.055	3.785	12.345	6.915	4.518	3.079	2.673	1.623	0.825	3.579	1.321	5.567	
Расход в под. тр-де, т/ч	443.44	397	360.49	82.8	64.27	48.07	38.82	32.02	29.81	23.21	16.51	11.89	7.2	2.4	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-442.21	-395.87	-359.5	-82.53	-64.06	-47.91	-38.7	-31.93	-29.73	-23.14	-16.46	-11.86	-7.19	-2.4	

Рис. 3.23. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «Система Альфа» в зону котельной АО «ИСМА» до потребителя по адресу Силикатная, 52 (Сценарий 5)

В результате проведенных гидравлических расчетов построены пьезометрические графики, на которых видно плавное снижение напора в подаче, удельные линейные потери напора соответствуют нормативным, на всех трубопроводах существует резерв пропускной способности.

Капитальные вложения по сценариям оптимизации распределения нагрузок в районе котельной АО «ИСМА» представлены в Табл. 3.2 -

Табл. 3.6.

Табл. 3.2. Капитальные затраты по сценарию 1

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 200 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,219	105	Канальная	4,517
2	Строительство новой БМК для переключения потребителей АО «ИСМА»		Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»					22,8288
Итого						105	0	27,3458

Табл. 3.3. Капитальные затраты по сценарию 2

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 250 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,273	105	Канальная	7,74
2	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 150 мм протяженностью 350 м от новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 до существующей тепловой камеры на коллекторе котельной АО "Владгазкомпания"	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,159	350	Канальная	17,91
3	Реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 с 2Ду 150 мм на 2Ду 200 мм протяженностью 220 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,159	0,219	220	Канальная	14,73
4	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/100 мм протяженностью 675 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,159	675	Канальная	34,54
5	Строительство новой БМК для переключения потребителей АО «ИСМА»		Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»					37,99
6	Увеличение мощности новой БМК для переключения потребителей мкр. Н.Ильинка		Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»					10,22
Итого						1350	0	123,13

Табл. 3.4. Капитальные затраты по сценарию 3

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,325	105	Канальная	8,42
2	Реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В с 2Ду 150 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 300 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,159	0,325	300	Канальная	26,16
3	Реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 160 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,108	0,325	160	Канальная	13,95
4	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,325	100	Канальная	8,02
5	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 665 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,133	665	Канальная	31,24
	Строительство новой БМК для переключения потребителей АО «ИС-МА»		Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»					37,99
	Увеличение мощности новой БМК для переключения потребителей ООО «Система Альфа»		Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»					17,59331
Итого						1330	0	143,37

Табл. 3.5. Капитальные затраты по сценарию 4

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 105 м от новой БМК до существующей тепловой камеры	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,377	105	Канальная	10,41
2	Реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В с 2Ду 150 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 300 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,159	0,325	300	Канальная	26,16
3	Реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т	0,108	0,325	160	Канальная	13,95

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
	районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 300 мм протяженностью 160 м		Плюс»					
4	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,325	100	Канальная	8,02
5	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 150 мм протяженностью 350 м от новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 до существующей тепловой камеры на коллекторе котельной АО "Владгазкомпания"	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,159	350	Канальная	17,91
6	Реконструкция участка тепловой сети от существующей тепловой камеры на тепловой сети рядом с новой БМК до новой ТК в районе дома по адресу Бакинский проезд, 61 с 2Ду 150 мм на 2Ду 200 мм протяженностью 220 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,159	0,219	141	Канальная	9,44
7	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/125 мм протяженностью 183 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,159	183	Канальная	9,36
8	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 150/100 мм протяженностью 492 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,159	492	Канальная	25,18
9	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 482 м	Новая БМК	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0,133	482	Канальная	22,65
	Стр-во новой БМК для переключения потребителей АО «ИСМА»							37,99
	Увеличение мощности новой БМК для переключения потребителей ООО «Система Альфа» и мкр.Н.Ильинка							22,4471
Итого						2313	0	203,5138

Табл. 3.6. Капитальные затраты по сценарию 5

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Реконструкция участка тепловой сети от ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 1В до новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 с 2Ду 100 мм на 2Ду 150 мм протяженностью 160 м	Котельная ООО «Система Альфа»	ЗАО «УП ЖКХ»	0,108	0,159	160	Канальная	8,90

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
2	Строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 200 мм протяженностью 100 м от новой ТК в районе дома по адресу 23-я линия, 14 до новой ТК в районе дома по адресу Шахтинский проезд, 88	Котельная ООО «Система Альфа»	ЗАО «УП ЖКХ»	0	0,219	100	Канальная	6,16
3	Строительство участка сети ГВС диаметром 2Ду 125/100 мм протяженностью 665 м	Котельная ООО «Система Альфа»	ЗАО «УП ЖКХ»	0	0,133	665	Канальная	31,24
4	Реконструкция котельной ООО «Система Альфа» с увеличением мощности							7,3
Итого						925	0	53,6

Табл. 3.7. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной АО «ИСМА»

Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Сценарий 5
Краткое описание мероприятия	Строительство новой БМК в районе завода АО «ИСМА» и переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия)	Новая БМК переключение нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка)	Новая БМК в переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия) и потребителей котельной ООО «Система Альфа»	новая БМК переключение тепловой нагрузки котельной АО «ИСМА» (население и нагрузка предприятия), ООО «Система Альфа» и котельной АО «Владгазкомпания» (мкр. Новая Ильинка)	Переключение потребителей котельной АО «ИСМА» на ООО «Система Альфа» (увеличение мощности котельной на 1 МВт путем установки дополнительного котла)
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч	13,71				
Котельная АО «ИСМА»	2,5				
Котельная "Система Альфа (ООО «ТЭС»)	9,24				
Котельная АО «Владгазкомпания» – ул. Дальний Тупик 8	1,97				
Цена тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал					
Котельная АО «ИСМА»	2 191,37				
Котельная "Система Альфа (ООО «ТЭС»)	2 526,52				
Котельная АО «Владгазкомпания» – ул. Дальний Тупик 8	2 083,33				
Новая БМК	1 818,10				
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал					
Котельная АО «ИСМА»	4 971,82				
Котельная "Система Альфа (ООО «ТЭС»)	19 778,86				
Котельная АО «Владгазкомпания» – ул. Дальний Тупик 8	4 353,80				
Затраты на покупку ТЭ, тыс.руб.	10 895,10	19 965,50	60 866,78	69 937,18	-
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	9 039,27	16 954,91	44 999,21	52 914,85	71 246,82
DELTA Ежегодных затрат на работу ИТЭ, тыс. руб	1 855,83	3 010,59	15 867,57	17 022,33	-
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.*	37990,00	92 120,46	147 425,5	175 540,5	53 677,37
Срок окупаемости инвестиций, лет	17,88	30,60	9,29	10,31	Не окупается

*В ценах 2024 года. В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в таблице.

Утвержденной схемой теплоснабжения предусматривалась реализация сценария 6 с сохранением существующей схемы теплоснабжения, так как данное решение характеризовалось минимальными затратами.

Однако, при актуализации схемы теплоснабжения выявлено, что сохранение существующей схемы несет риски, связанные со сложностями со стороны АО «ИСМА» в обеспечении качественного и надежного теплоснабжения сторонних потребителей. Таким образом, с целью улучшения качества и надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия котельной АО «ИСМА» единая теплоснабжающая организация филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс» приняла решение о строительстве новой блочно-модульной котельной для теплоснабжения своих абонентов.

При принятии решения о строительстве новой БМК – (сценарии 1-4) видно, что наиболее оптимальными по условиям возврата инвестиций являются решения по укрупнению системы теплоснабжения с включением в нее систем котельных ООО «Система Альфа» и АО «Владгазкомпания» (сценарии 3, 4). Однако, кроме оптимального срока возврата инвестиций, данные сценарии требуют куда больших капитальных единовременных вложений и в условиях роста ключевой ставки не могут быть рекомендованы к реализации.

Таким образом, в актуализированной на 2025 г. схеме теплоснабжения выбран переход на сценарий 1 с устройством новой БМК и переключением на ее нагрузки потребителей филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс» из системы теплоснабжения АО «ИСМА».

3.4 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «ТДЛ-Энерго»

Для обеспечения наиболее экономичной поставки тепловой энергии потребителю с сохранением качества и надежности теплоснабжения было рассмотрено решение по переключению тепловой нагрузки котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3:

- сценарий 1: сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной ООО «ТДЛ-Энерго»;
- сценарий 2: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе завода ООО «ТДЛ-Энерго»;
- сценарий 3: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго», а также нагрузки ГВС от котельной №35 АО «ИвГТЭ» этих же потребителей на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в здании котельной №35 АО «ИвГТЭ». Работа на ГВС в летний период осуществляется от котельной №35 (оборудование сохраняется);
- сценарий 4: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой со стороны Загородного шоссе;

- сценарий 5: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ГДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой в коллектор котельной ООО «ГДЛ-Энерго».

Котельная ООО «ГДЛ-Энерго» имеет 3 вывода. Выводы №№1, 2 работают по температурному графику 105/70°C на контур отопления населения и промышленной площадки завода. Давление в подающем трубопроводе от котельной 5,7 кгс/см². Вывод №3 отпускает тепловую энергию к одному потребителю - дом №7 по улице Павла Большевикова по температурному графику 105/70°C с давлением в подаче 5,7 кгс/см².

Договорная тепловая нагрузка потребителей от котельной ООО «ГДЛ-Энерго» с учетом потребителей промышленной площадки составляет 17,106 Гкал/ч. Расход теплоносителя при заданном температурном графике на источнике составляет 488,7 т/ч.

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

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий). Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплопотребляющих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку.

В таблице ниже представлено сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности.

Табл. 3.8. Сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности

№ п/п	Наименование теплоисточника	Фактическая нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч	Договорная нагрузка на коллекторах в горячей воде, Гкал/ч
1	Котельная ООО «ГДЛ Энерго»	16,35	17,106

Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах в горячей воде (с учетом потерь в тепловых сетях – 0,802 Гкал/ч) составляет 91,3% от договорной нагрузки. Таким образом расчетный расход теплоносителя от котельной составит 467 т/ч.

Далее представлены результаты гидравлических расчетов в соответствии с предлагаемыми сценариями.

Сценарий 1

Ниже приведен путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график существующего положения или сценария 1 (сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной ООО «ТДЛ-Энерго»).

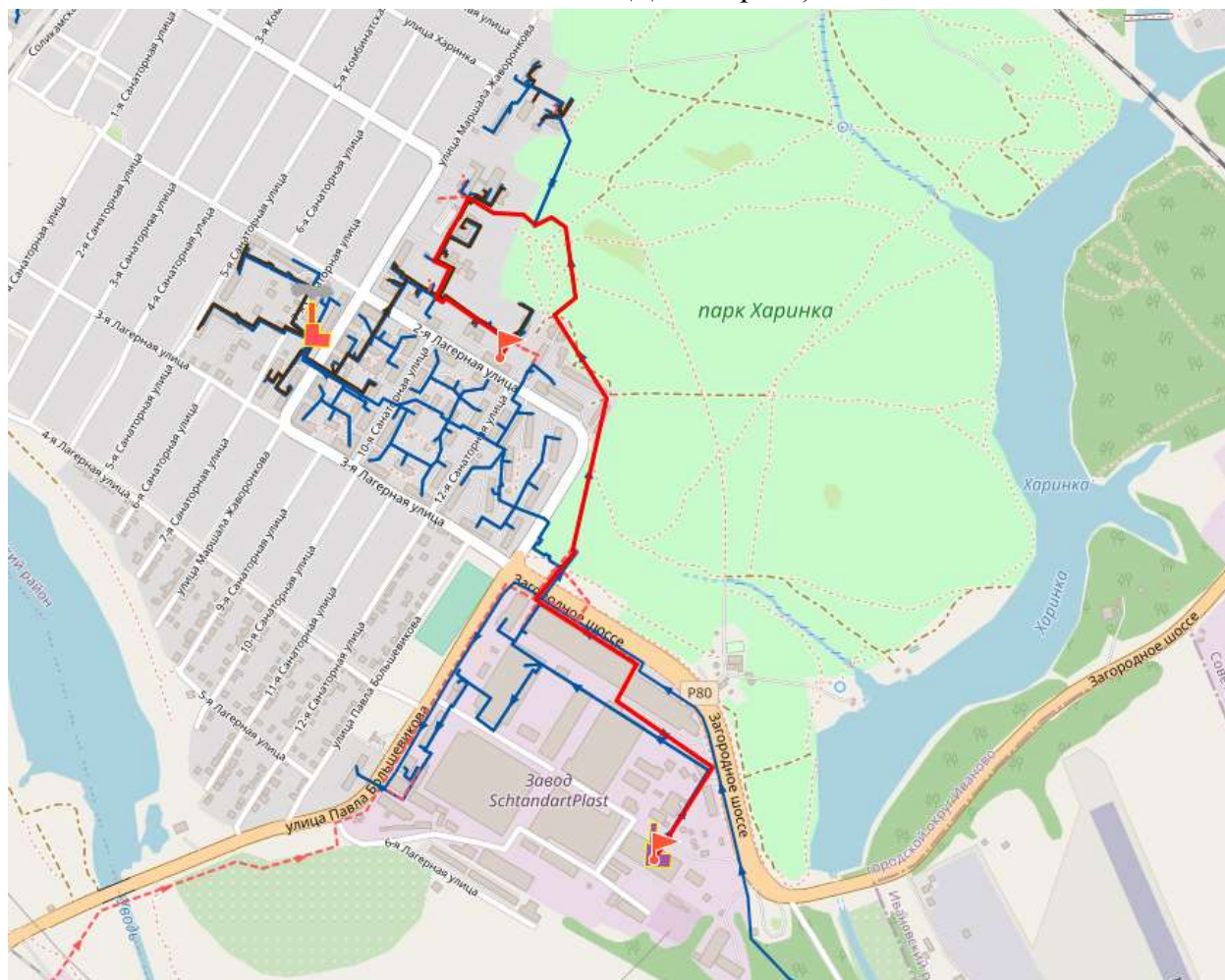


Рис. 3.24. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Существующее положение)

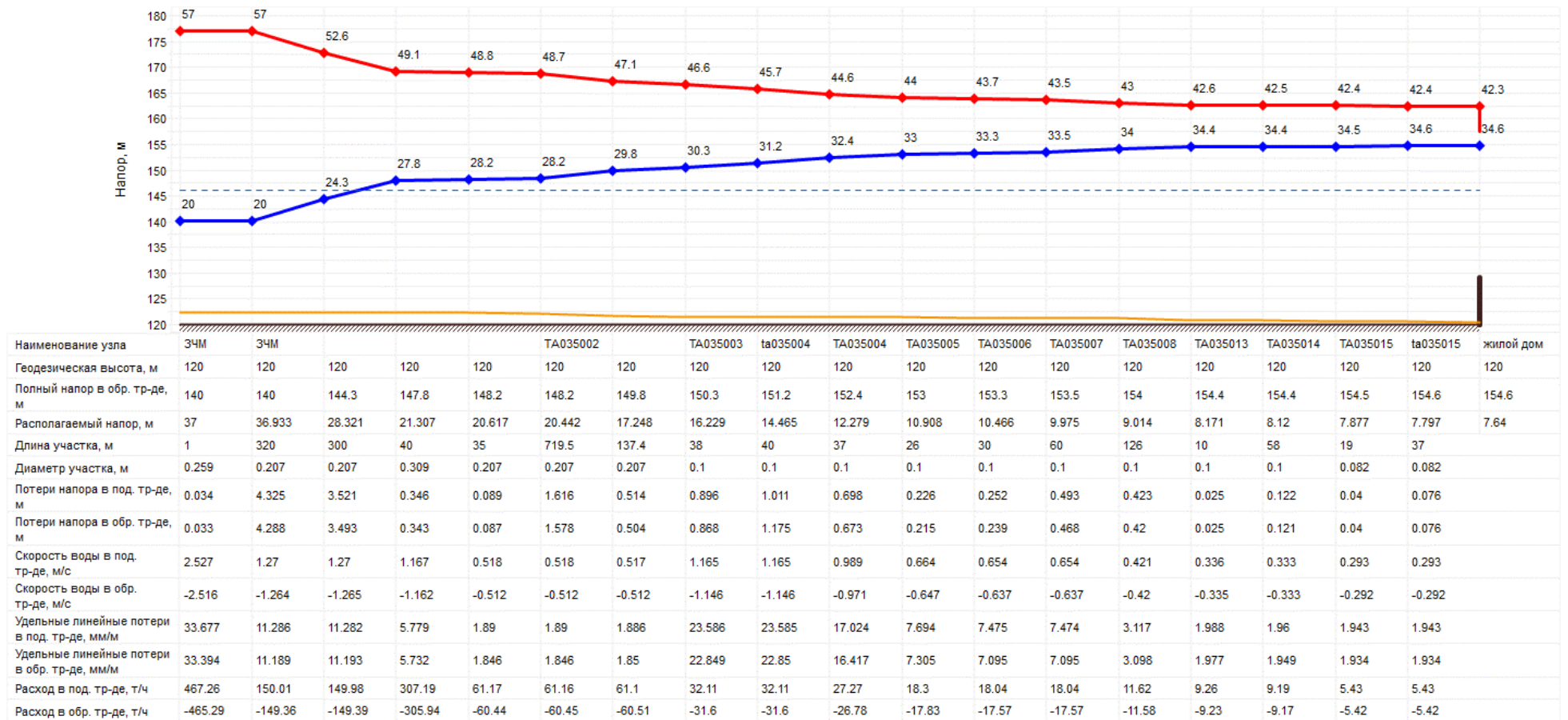


Рис. 3.25. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Существующее положение)

Сценарий 2

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвГТЭЦ-3 по Сценарию 2.

Ниже на рисунках ниже приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 2 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвГТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе завода ООО «ТДЛ-Энерго»).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до разветвления на новый ЦТП диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 2 590 м;
- строительство участка тепловой сети от разветвления на новую ЦТП до новой ЦТП диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 109 м;
- строительство участка тепловой сети от разветвления на новую ЦТП до врезки в существующую сеть АО "ИвГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова диаметром 2Ду 80 мм протяженностью 520 м;
- строительство участка тепловой сети от новой ЦТП до существующей тепловой камеры диаметром 2Ду 250 мм протяженностью 10 м;
- строительство нового ЦТП (20 МВт).

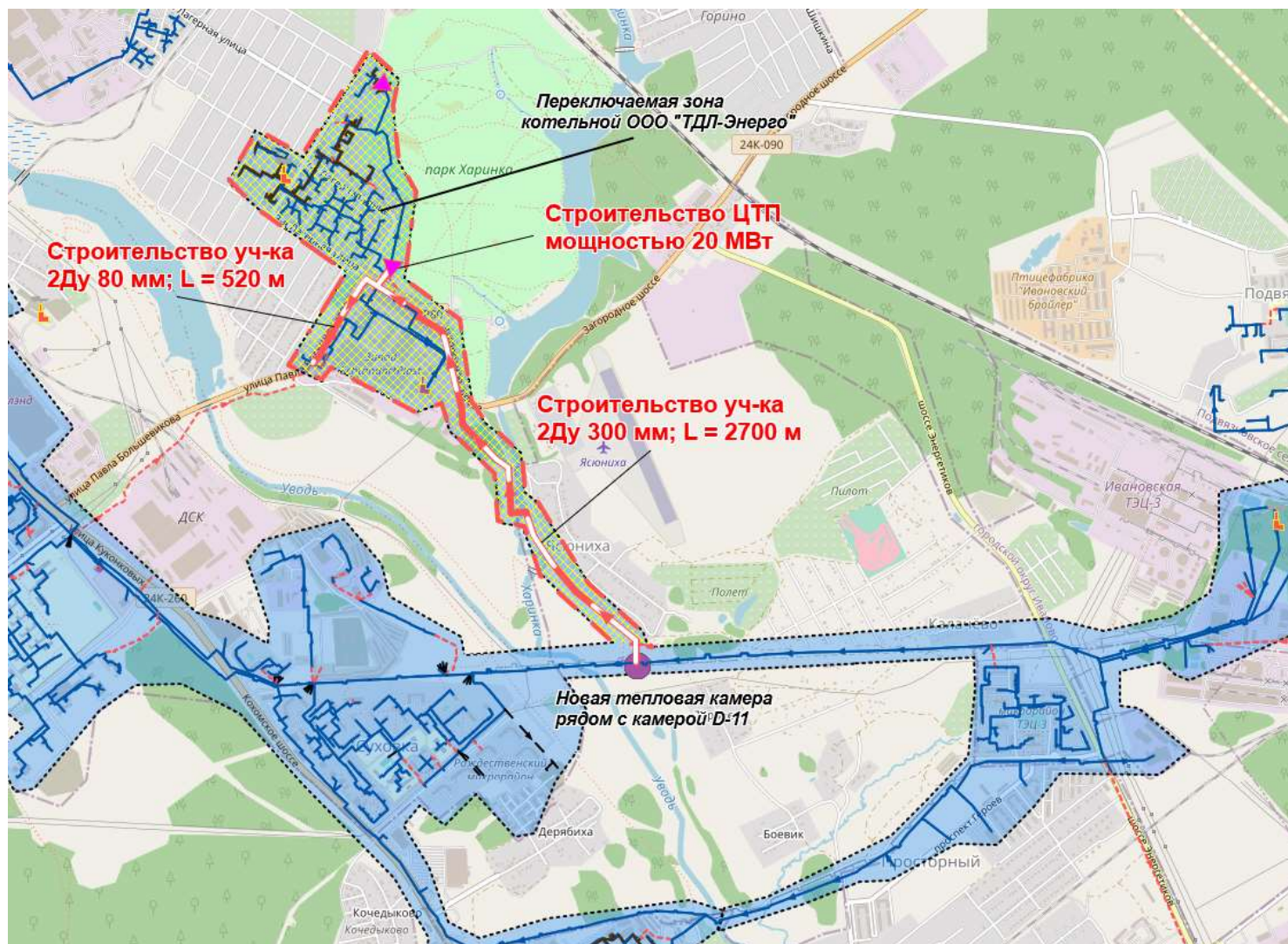


Рис. 3.26. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 2

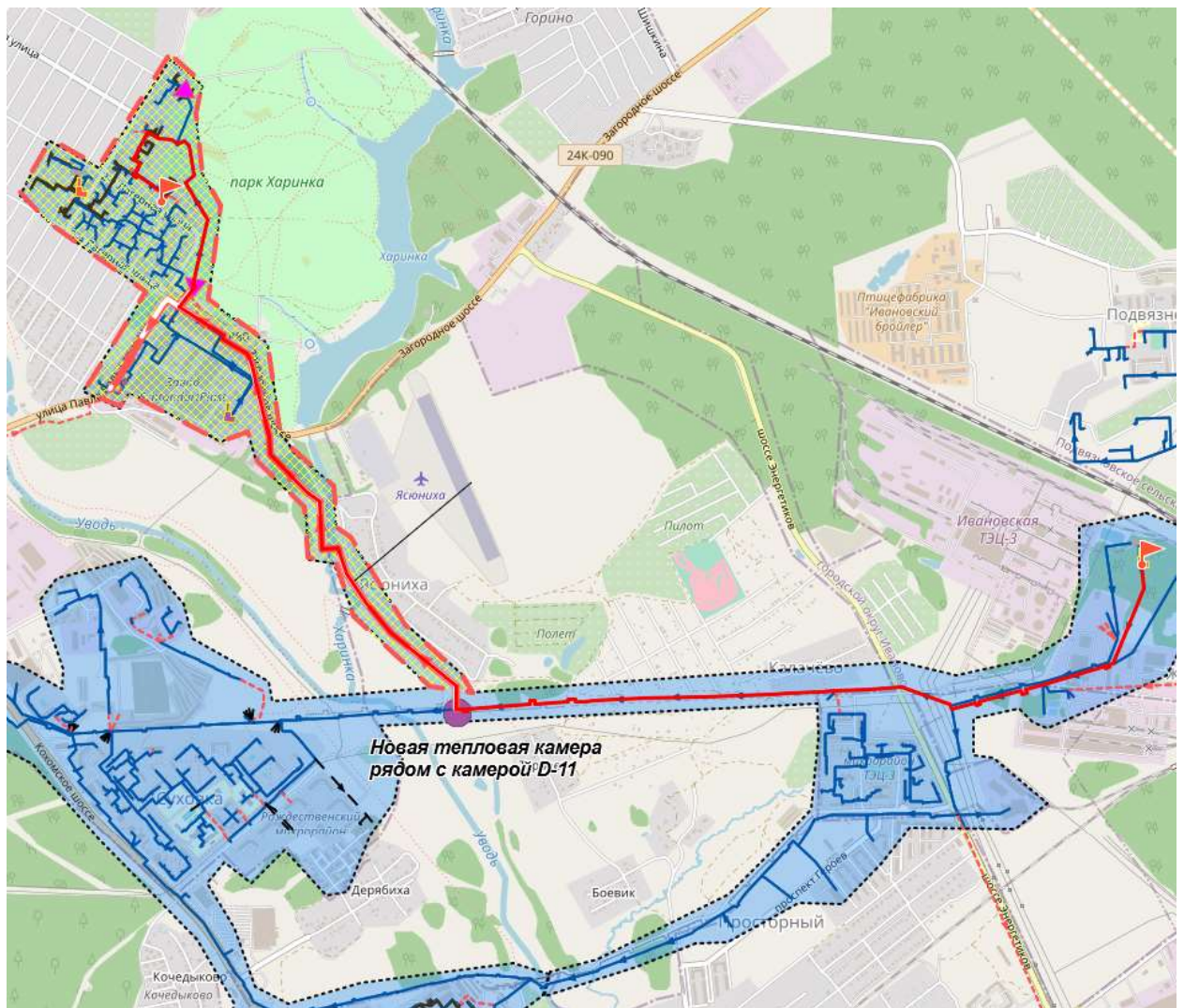


Рис. 3.27. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 2)

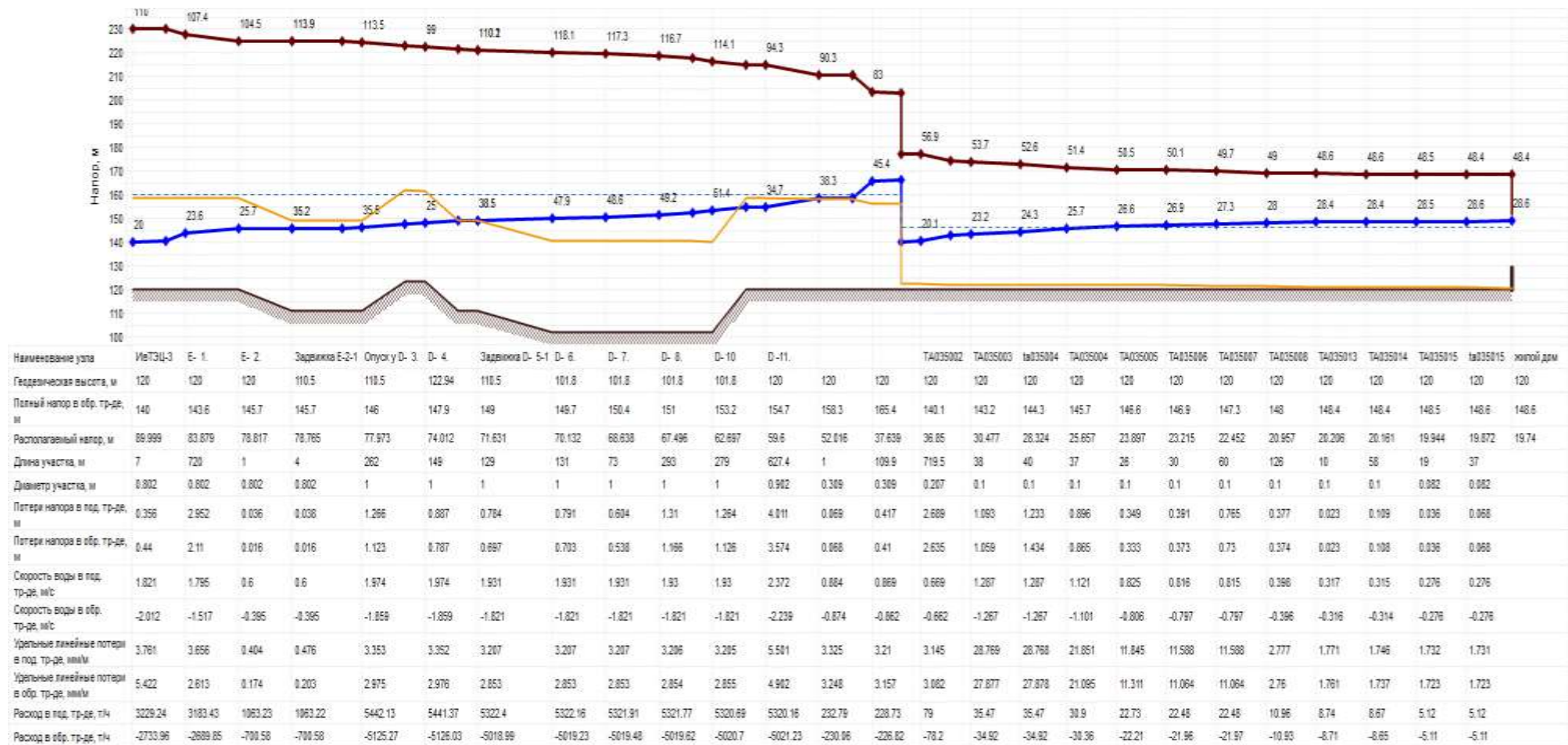


Рис. 3.28. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 2)

Сценарий 3

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 3.

Ниже на рисунках ниже приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 3 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго», а также нагрузки ГВС от котельной №35 АО «ИвГТЭ» этих же потребителей на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в здании котельной №35 АО «ИвГТЭ»). Работа на ГВС в летний период осуществляется от котельной №35 (оборудование сохраняется)).

В летний период для обеспечения потребителей горячим водоснабжением предлагается сохранить работу от котельной №35 для исключения высокой циркуляции теплоносителя в трубопроводах большого диаметра, что приводит к повышению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя, а также высоким тепловым потерям через новый трубопровод 2 Ду 300 мм протяженностью 2,7 км.

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 2 590 м;
- строительство участка тепловой сети от разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до новой ЦТП (в здании котельной АО «ИвГТЭ» №35) диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 835 м;
- строительство участка тепловой сети от разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до врезки в существующую сеть АО "ИВГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова диаметром 2Ду 80 мм протяженностью 520 м;
- строительство участка тепловой сети от нового ЦТП в здании котельной АО «ИвГТЭ» №35) до существующей тепловой камеры диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 15 м;
- строительство нового ЦТП на месте котельной №35 АО "ИвГТЭ" (20 МВт)
- реконструкция участка тепловой сети от Т035029 до ТА035011 с 2Ду 125 мм на 2Ду 200 мм;
- реконструкция участка тепловой сети от ТА035011 до ТА035008 с 2Ду 100 мм на 2Ду 150 мм.

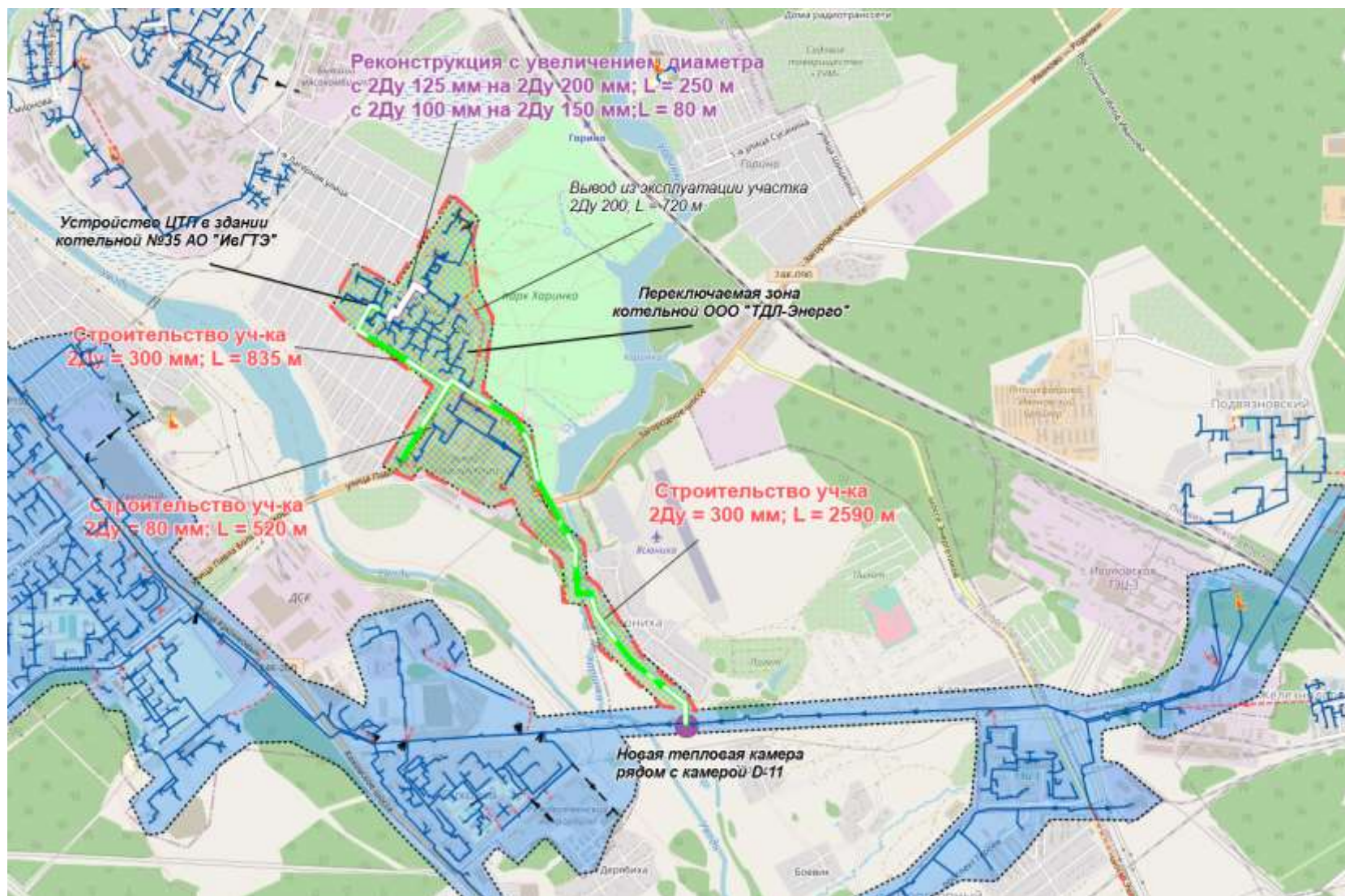


Рис. 3.29. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 3

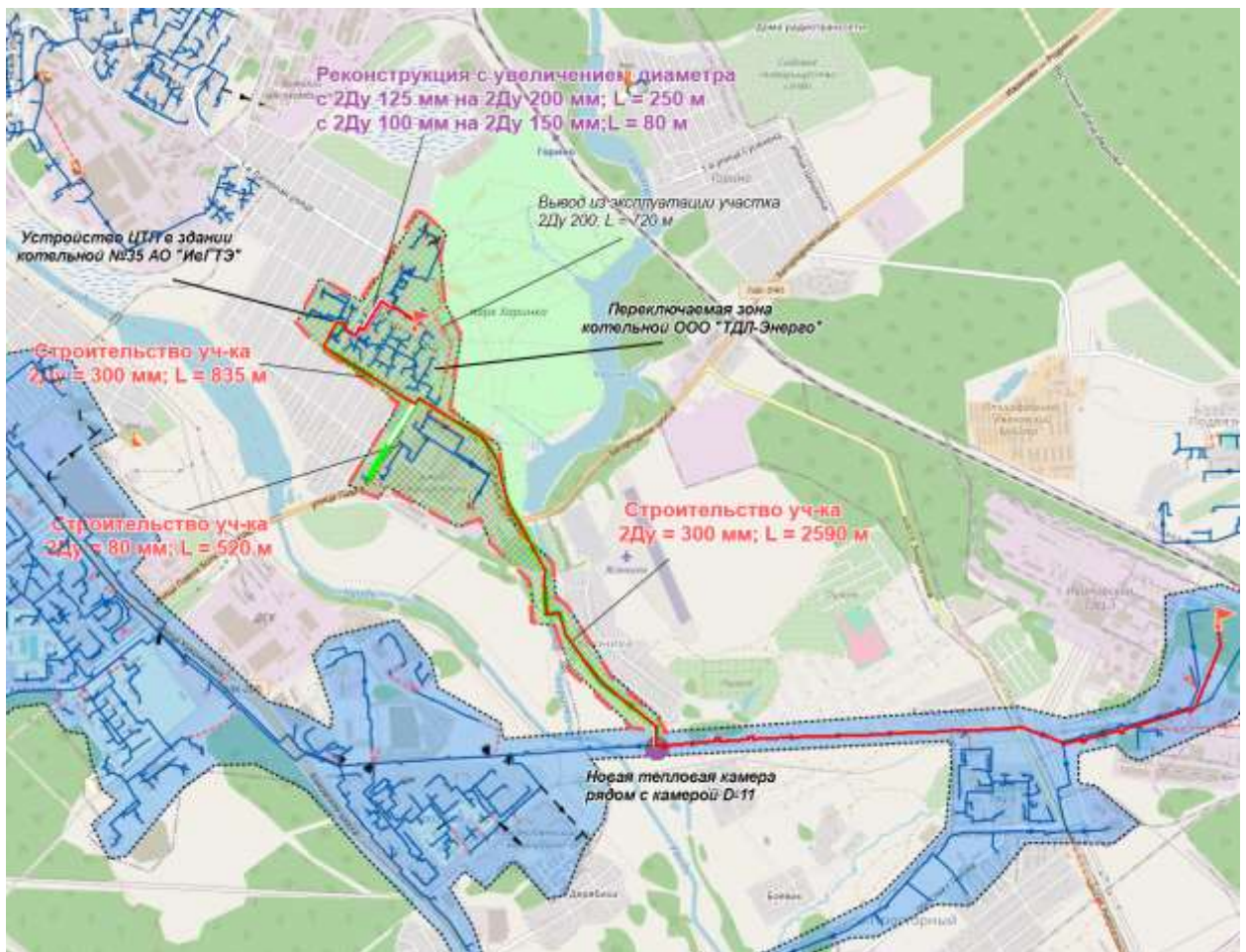


Рис. 3.30. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 3)

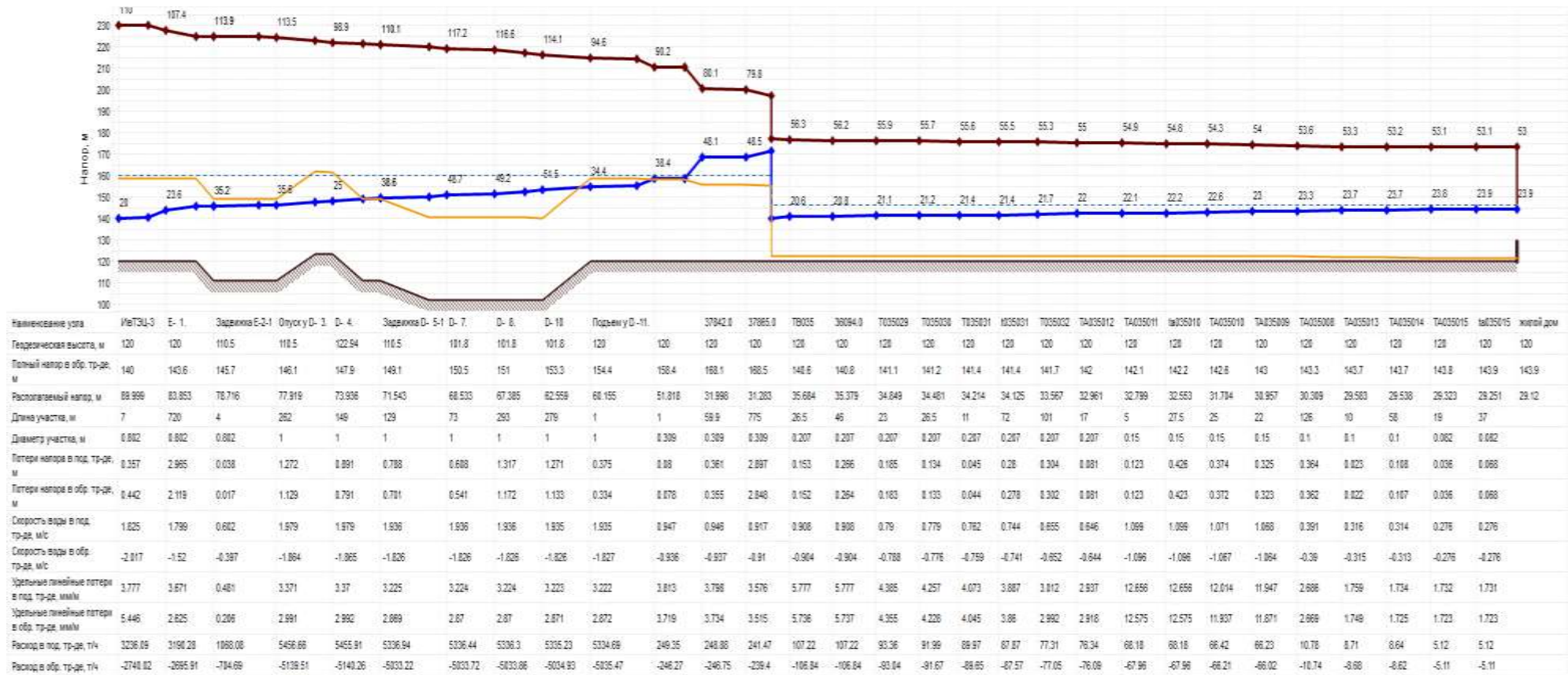


Рис. 3.31. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 3)

Сценарий 4

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 4.

Ниже на рисунках приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 4 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и новой ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой со стороны Загородного шоссе).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до нового ЦТП на золоотвале №6 диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 1 450 м;
- строительство участка тепловой сети от нового ЦТП на золоотвале №6 до врезки в существующую сеть АО "ИВГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова диаметром 2Ду 350 мм протяженностью 820 м;
- строительство участка тепловой сети от врезки в существующую сеть АО "ИВГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до врезки в существующую сеть диаметром 2Ду 350 мм протяженностью 600 м;
- строительство нового ЦТП (20 МВт).

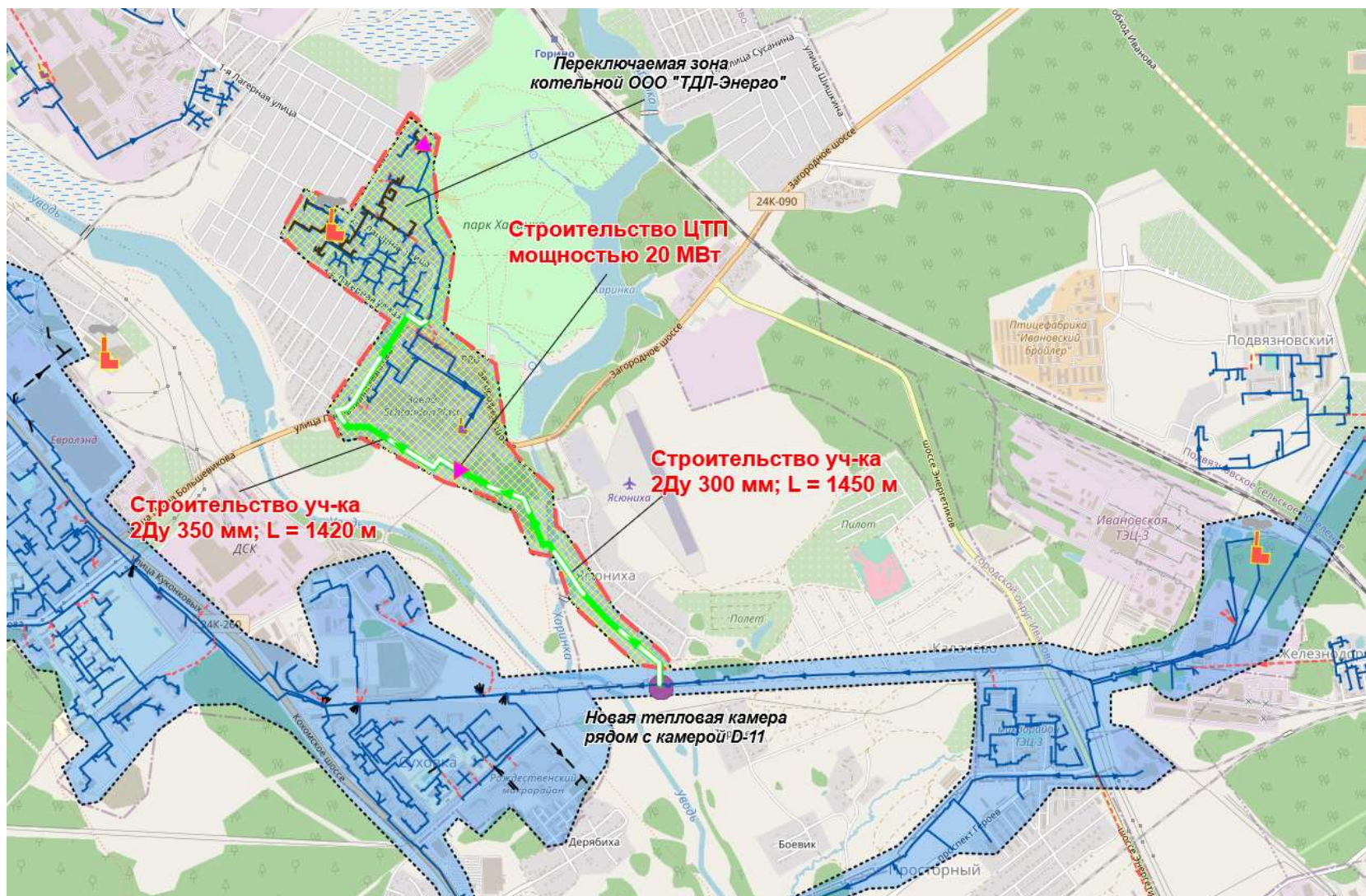


Рис. 3.32. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 4

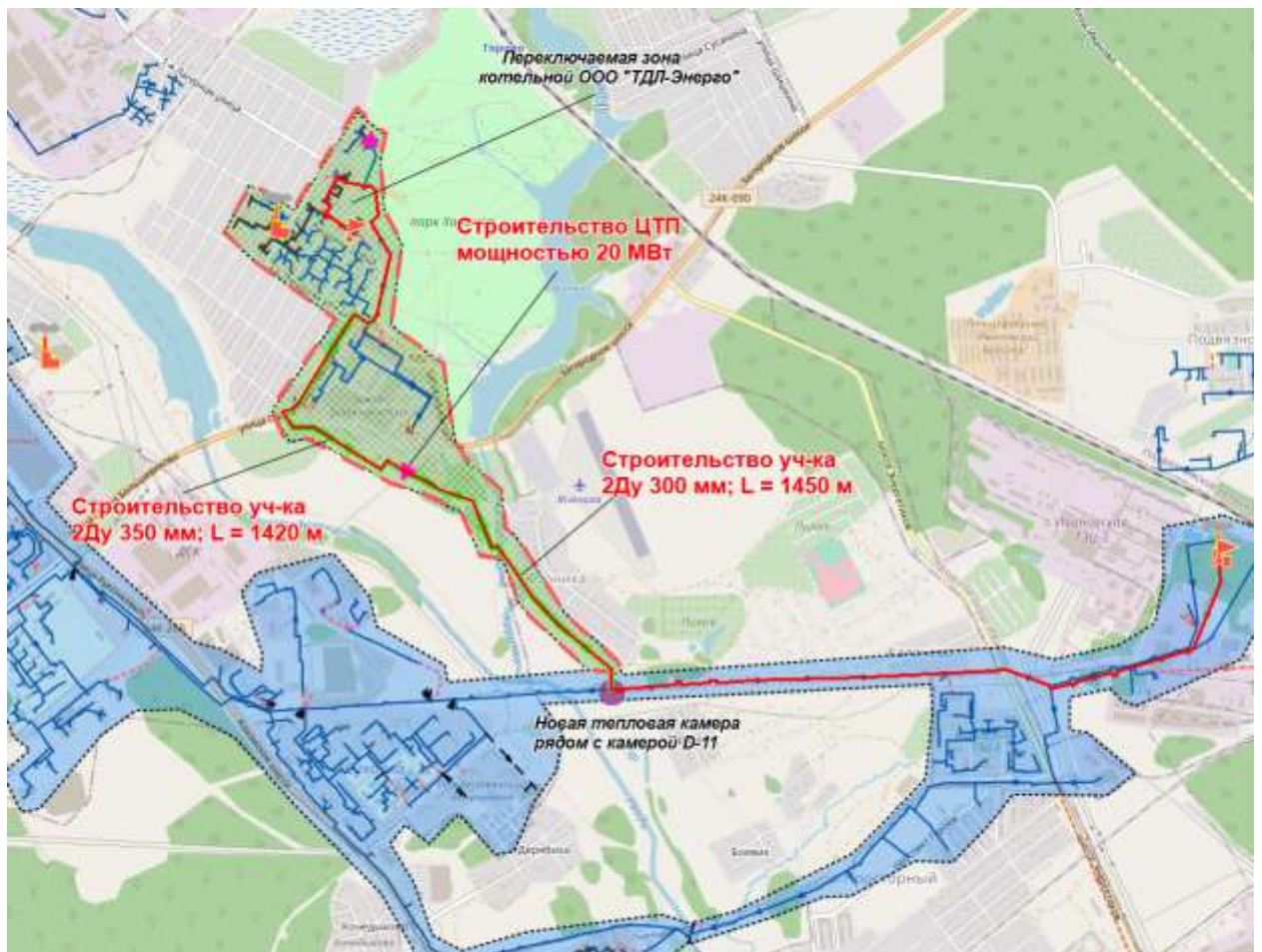


Рис. 3.33. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвтЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 4)

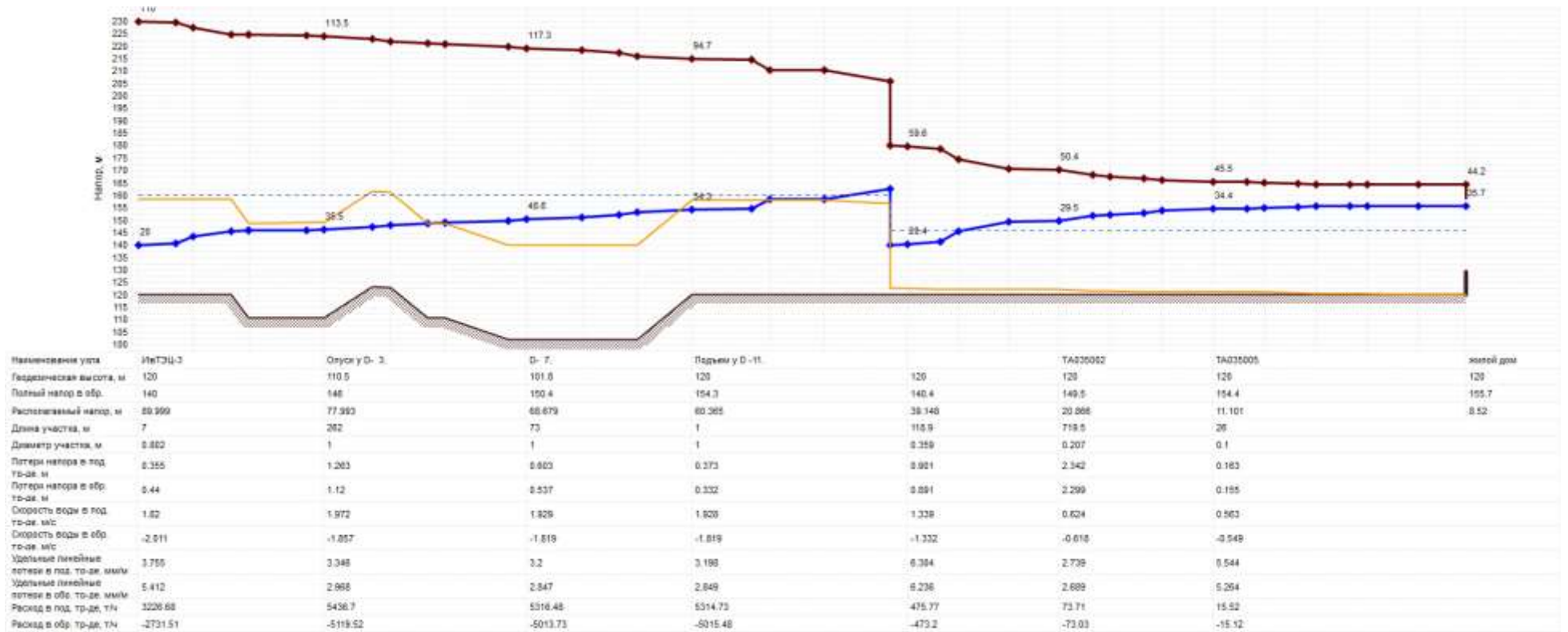


Рис. 3.34. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 4)

Сценарий 5

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 по Сценарию 5.

На рисунках ниже приведен путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 5 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой в коллектор котельной ООО «ТДЛ-Энерго»).

Для реализации переключения необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до ЦТП на золоотвале №6 диаметром 2Ду 300 мм протяженностью 1 450 м;
- строительство участка тепловой сети от нового ЦТП до врезки в коллектор котельной ООО «ТДЛ-Энерго» диаметром 2Ду 350 мм протяженностью 245 м.
- строительство нового автоматизированного ЦТП (20 МВт).

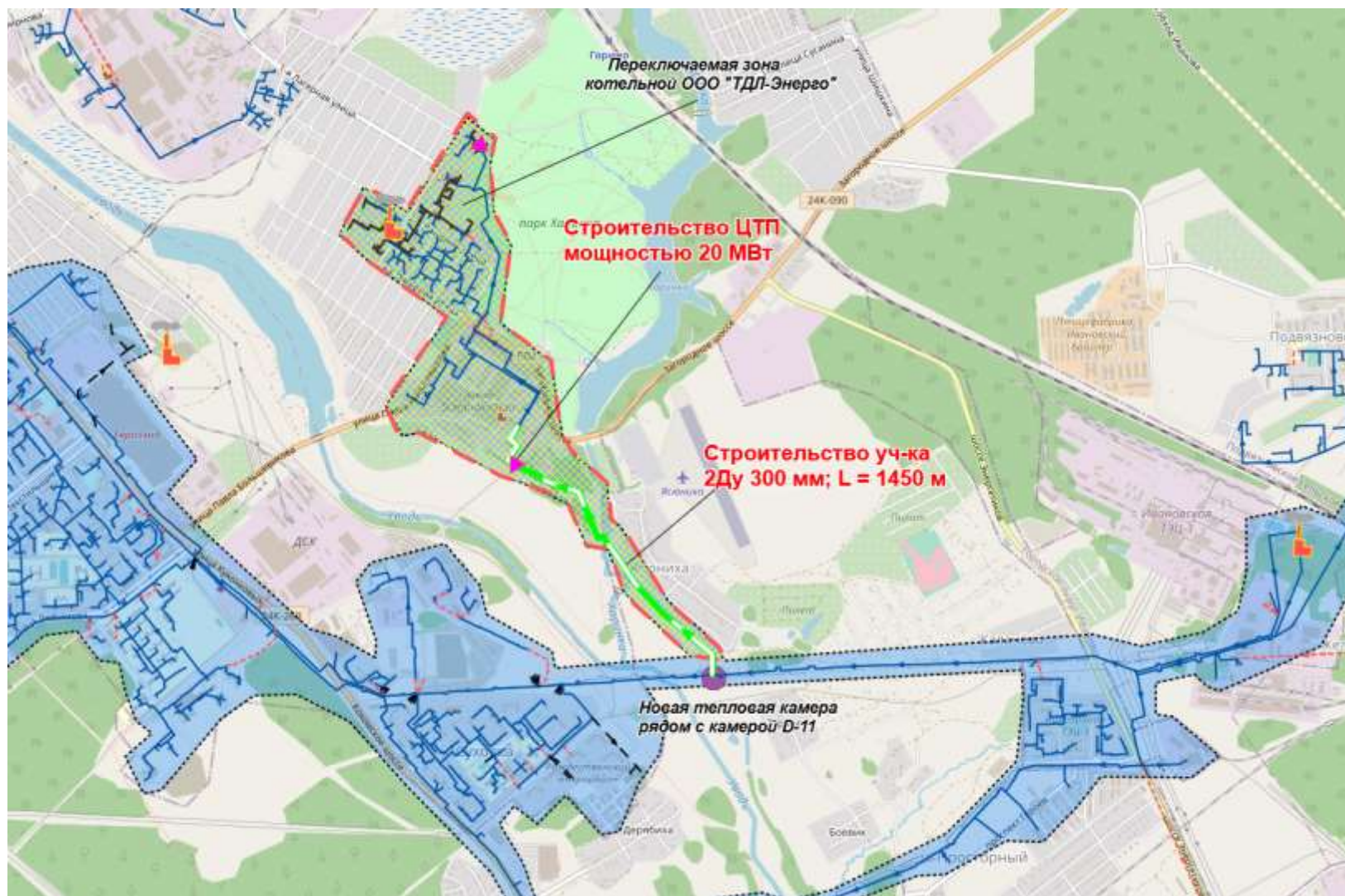


Рис. 3.35. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвтЭЦ-3 по Сценарию 5

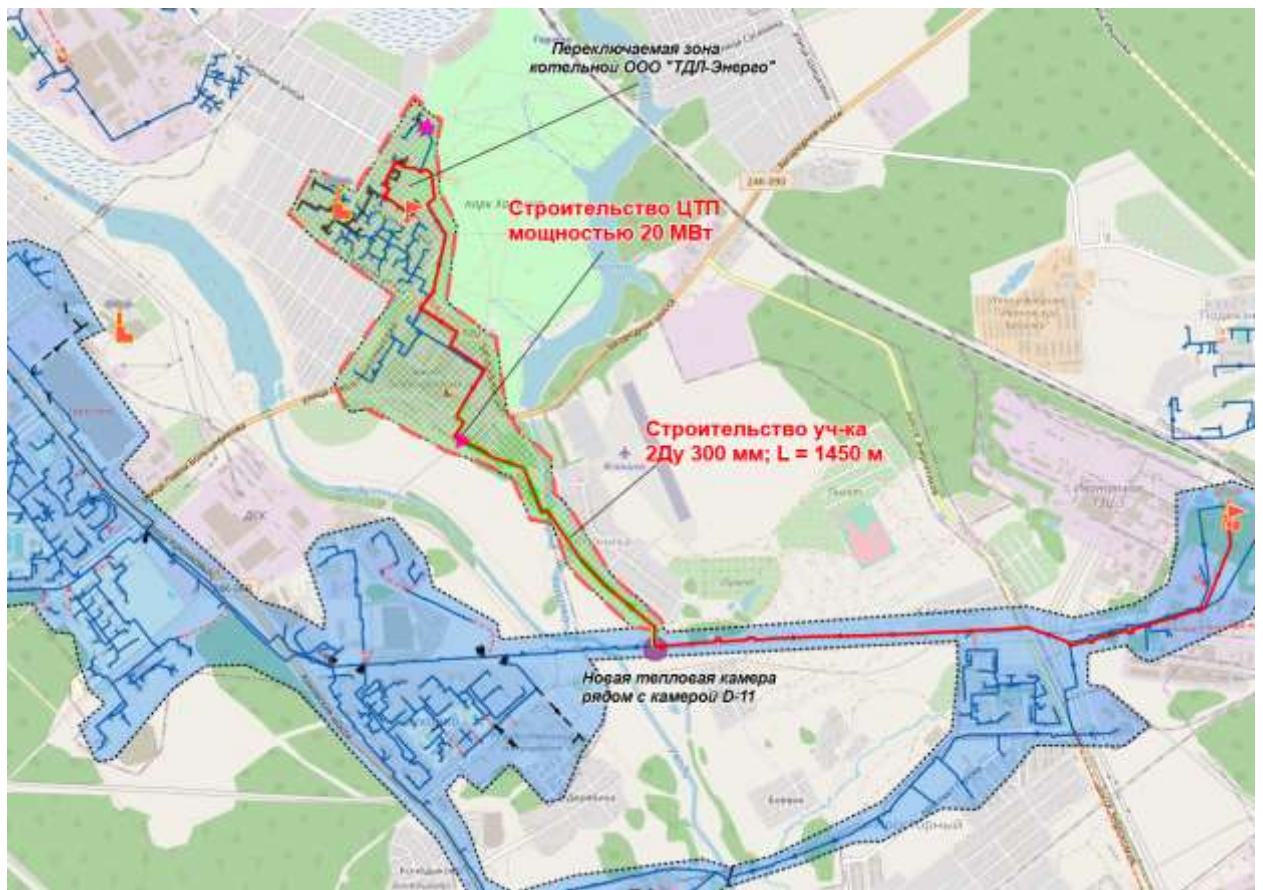


Рис. 3.36. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИВТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 5)



Рис. 3.37. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-3 в зону котельной ООО «ТДЛ-Энерго» до потребителя по адресу ул. 2-я Лагерная 53 (Сценарий 5)

В результате проведенных гидравлических расчетов построены пьезометрические графики, на которых видно плавное снижение напора в подаче, удельные линейные потери напора соответствуют нормативным, на всех трубопроводах существует резерв пропускной способности.

Ниже приведены результаты расчета остывания теплоносителя в теплотрассах по пути к вновь подключаемому потребителю дом №7 по улице Павла Большевикова во всем диапазоне температуры наружного воздуха.

Табл. 3.9. Результаты расчета остывания теплоносителя

Узел	Уз0	Уз0	Уз1	Уз1	Уз2	Уз2	Уз3	Уз3
Тн.в.	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2
-29	122,3	62,9	121,5	63,4	120,8	63,8	120,0	64,3
-28	120,8	62,5	120,0	62,9	119,3	63,4	118,5	63,9
-27	119,3	62,0	118,5	62,5	117,8	62,9	117,0	63,4
-26	117,7	61,6	117,0	62,0	116,3	62,5	115,5	63,0
-25	116,2	61,2	115,5	61,6	114,7	62,0	114,0	62,5
-24	114,6	60,7	113,9	61,1	113,2	61,6	112,5	62,0
-23	113,1	60,3	112,4	60,7	111,7	61,1	111,0	61,6
-22	111,5	59,8	110,8	60,2	110,2	60,7	109,5	61,1
-21	110,0	59,4	109,3	59,8	108,6	60,2	108,0	60,6
-20	108,4	58,9	107,7	59,3	107,1	59,7	106,4	60,1
-19	107,4	58,6	106,7	59,0	106,1	59,4	105,5	59,8
-18	106,3	58,2	105,7	58,6	105,1	59,0	104,4	59,4
-17	105,2	57,8	104,6	58,2	104,0	58,6	103,3	59,0
-16	104,0	57,4	103,4	57,8	102,8	58,2	102,2	58,5
-15	102,7	57,0	102,1	57,3	101,5	57,7	100,9	58,1
-14	101,4	56,5	100,8	56,9	100,2	57,2	99,6	57,6
-13	100,0	56,0	99,4	56,4	98,8	56,7	98,3	57,1
-12	98,5	55,5	97,9	55,8	97,4	56,2	96,8	56,5
-11	96,9	54,9	96,4	55,2	95,9	55,6	95,3	55,9
-10	95,3	54,3	94,8	54,7	94,3	55,0	93,7	55,3
-9	93,6	53,7	93,1	54,0	92,6	54,3	92,1	54,7
-8	91,9	53,1	91,4	53,4	90,9	53,7	90,4	54,0
-7	90,2	52,4	89,7	52,7	89,2	53,0	88,7	53,3
-6	88,3	51,7	87,8	52,0	87,3	52,3	86,9	52,6
-5	86,1	50,8	85,6	51,1	85,1	51,4	84,7	51,7
-4	83,7	49,9	83,3	50,2	82,8	50,4	82,4	50,7
-3	81,3	48,9	80,9	49,2	80,4	49,4	80,0	49,7
-2	78,8	47,9	78,4	48,1	78,0	48,4	77,6	48,6
-1	76,1	46,8	75,7	47,0	75,4	47,3	75,0	47,5
0	74,1	46,3	73,7	46,5	73,3	46,8	73,0	47,0
1	72,8	46,1	72,5	46,3	72,1	46,6	71,8	46,8
2	72,8	46,5	72,4	46,7	72,1	46,9	71,7	47,2
3	72,8	47,2	72,4	47,4	72,1	47,6	71,7	47,8
4	72,8	47,7	72,4	48,0	72,0	48,2	71,7	48,4
5	72,8	48,3	72,4	48,5	72,0	48,8	71,6	49,1
6	72,8	48,9	72,4	49,2	71,9	49,4	71,5	49,7
7	72,8	49,4	72,3	49,7	71,8	50,1	71,3	50,4
8	72,8	50,0	72,3	50,4	71,7	50,7	71,2	51,1

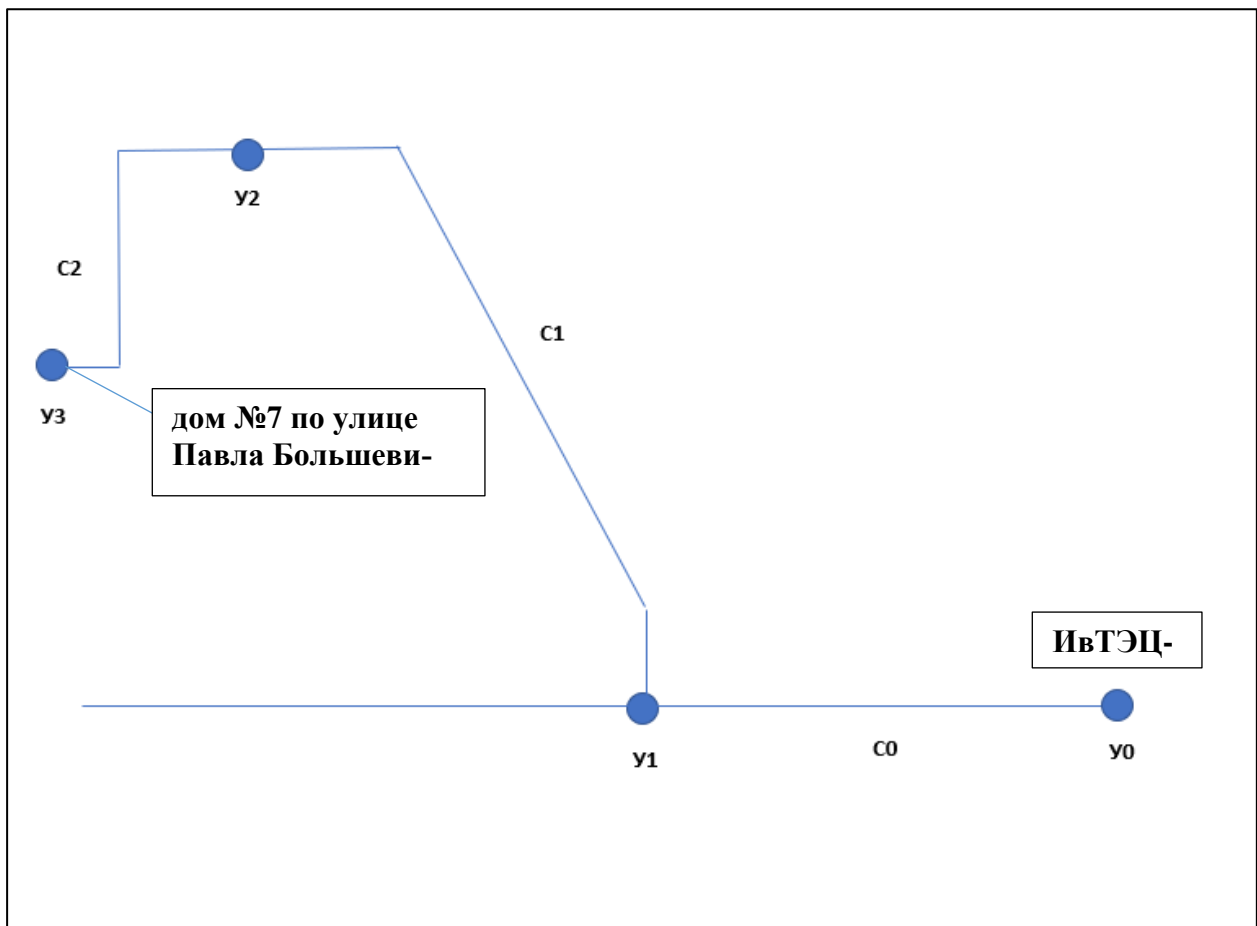


Рис. 3.38. Принципиальная схема узлов до потребителя дом №7 по улице Павла
Большевикова

Расчеты выполнены по формуле, представляющей собой решение характеризующего остывание в трубопроводе дифференциального уравнения первой степени

$$0,001 \times G_{circ} \times dT = -K_{tr} (T - T_{sreda}) \times dx$$

где T – температура теплоносителя, изменяющаяся по длине трубопровода, G_{circ} – расход теплоносителя в трубопроводе, K_{tr} – обобщенный коэффициент теплоотдачи трубопровода в окружающую среду, T_{sreda} , dT элементарное приращение температуры теплоносителя (отрицательное) при прохождении элементарного участка dx .

Решением дифференциального уравнения является формула

$$T(x) = T_{sreda} + (T_1 - T_{sreda}) \times e^{\left(\frac{-K_{tr}}{0,001 \times G_{circ}} x\right)}$$

Значения коэффициента K_{tr} приведены против каждого участка. Эти значения рассчитываются с помощью специальных программных средств ООО «НИПИ ПРЭС» таким образом, чтобы величина потерь с остыванием за год была равна нормативному значению, применяемому при проектировании тепловых сетей. При расчете используются параметры нормативного режима тепловых сетей при проектном температурном гра-

фике, среднемесячная температура окружающей среды (в данном случае, при надземной прокладке, температура наружного воздуха), и статистическое распределение количества часов стояния температуры наружного воздуха.

Таким образом теплоноситель от узла 0 (ИвТЭЦ-3) до узла 3 остывает со 122,3°С до 120,0°С (на 2,3°С), что является допустимым при обеспечении потребителя необходимым количеством тепловой энергии.

Сценарий 1 (сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной ООО «ТДЛ-Энерго») не предполагает капитальных вложений. Затраты по Сценариям 2-5 приведены в таблицах ниже.

Табл. 3.10. Капитальные затраты по Сценарию 2

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Зона ЕТО	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, тыс. руб.
1	Строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до разветвления на новый ЦТП	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,325	2590	Надземная	102677,96
2	Строительство участка тепловой сети от разветвления на новую ЦТП до новой ЦТП	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,325	109	Надземная	4321,20
3	Строительство участка тепловой сети от разветвления на новую ЦТП до врезки в существующую сеть АО "ИВГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,089	520	Канальная	20961,51
4	Строительство участка тепловой сети от новой ЦТП до существующей тепловой камеры	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,273	10	Надземная	351,80
5	Строительство новой ЦТП (20 МВт)	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0	0	0	78879,37
Итого						3229		207191,8

Табл. 3.11. Капитальные затраты по Сценарию 3

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Зона ЕТО	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, тыс. руб.
1	Строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,325	2590	Надземная	102677,96
2	Строительство участка тепловой сети от разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до новой ЦТП	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,325	835	Надземная	33102,74
3	Строительство участка тепловой сети от разветвления на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до врезки в существующую сеть АО "ИВГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,089	520	Канальная	20961,51

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Зона ЕТО	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, тыс. руб.
4	Строительство участка тепловой сети от новой ЦТП до существующей тепловой камеры	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0,325	15	Канальная	1202,82
5	Строительство новой ЦТП на месте котельной №35 АО "ИвГТЭ"	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	001	0	0	0	78879,37
6	Реконструкция участка тепловой сети от Т035029 до ТА035011 с 2Ду 125 мм на 2Ду 200 мм	ИвТЭЦ-3	АО «ИвГТЭ»	001	0,219	250	Канальная	16,74
7	Реконструкция участка тепловой сети от ТА035011 до ТА035008 с 2Ду 100 мм на 2Ду 150 мм	ИвТЭЦ-3	АО «ИвГТЭ»	001	0,159	80	Канальная	4,45
Итого						4290		236845,6

Табл. 3.12. Капитальные затраты по Сценарию 4

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, тыс. руб.
1	Строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до ЦТП на золоотвале №6	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,325	1450	Надземная	83603,08
2	Строительство участка тепловой сети от ЦТП на золоотвале №6 до врезки в существующую сеть АО "ИвГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,377	820	Надземная	80408,30
3	Строительство участка тепловой сети от врезки в существующую сеть АО "ИвГТЭ" на потребителя дом №7 по улице Павла Большевикова до врезки в существующую сеть	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,377	600	Канальная	
4	Строительство ЦТП на золоотвале №6	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0	0	79050,68
Итого					2870		243 062,06

Табл. 3.13. Капитальные затраты по Сценарию 5

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, тыс. руб.
1	Строительство участка тепловой сети от новой тепловой камеры рядом с камерой D-11 до новой ЦТП на золоотвале №6	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,325	1450	Надземная	88 574
2	Строительство участка тепловой сети от новой ЦТП до врезки в коллектор котельной ООО "ТДЛ-Энерго"	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0,377	245	Канальная	

3	Строительство ЦТП на золоотвале №6	ИвТЭЦ-3	Филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс»	0	0	0	79 051
Итого					1695,0		167 624

Табл. 3.14. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «ТДЛ Энерго»

Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Сценарий 5
Краткое описание мероприятия	Сохранение существующей схемы тепло-снабжения от котельной ООО «ТДЛ-Энерго»	Переключение потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП*	Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго», нагрузки ГВС от котельной №35 АО «ИвГТЭ» на ИвТЭЦ-3 со стр-ом участка сети и ЦТП в здании котельной №35 АО «ИвГТЭ». Работа на ГВС в летний период от котельной №35 (оборудование сохраняется)*	Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой со стороны Загородного шоссе.	Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей ООО «ТДЛ-Энерго» на ИвТЭЦ-3 со строительством участка сети и ЦТП в районе золоотвала №6 и врезкой в коллектор котельной ООО «ТДЛ-Энерго»
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч	17,11				
Котельная ООО «ТДЛ Энерго»	17,11				
котельная №35 АО «ИвГТЭ»	0,41				
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал					
Котельная ООО «ТДЛ Энерго»	2 441,11				
ПАО "Т Плюс"	1 249,14				
АО «ИвГТЭ»	1 998,29				
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал	40 410,06				
Котельная ООО «ТДЛ Энерго»	36 748,76				
котельная №35 АО «ИвГТЭ»	3 661,30				
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	97 024,11	53 220,69	50 477,83	53 220,69	53 220,69
Котельная ООО «ТДЛ Энерго»	89 707,77	0,00	0,00	0,00	0,00
ПАО "Т плюс"	0,00	45 904,35	45 904,35	45 904,35	45 904,35
котельной №35 АО «ИвГТЭ»	7 316,34	7 316,34	4 573,48	7 316,34	7 316,34
Стоимость строительства источников тепловой энергии, тыс. руб.	0,00				
Строительство БМК 0,8 Мвт (замещение котельной №35 АО «ИвГТЭ»)	0,00				
Стоимость строительства тепловых сетей, тыс. руб.	207 191,80				
подключение от ТЭЦ-3, стоимость мероприятий по переключению	207 191,80				
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	207 191,80				
Срок окупаемости инвестиций, лет	4,7				
	5,1				
	5,6				
	3,8				

*-приведены справочно, трассировка по строительству новых сетей рассматриваемого мероприятия имеет риск несогласования и значительного удорожания работ.

При сравнении сценариев реализации мероприятий в расчетах учитывалась полная нагрузка существующей котельной ООО «ТДЛ-Энерго» - 17,106 Гкал/ч (10,074 Гкал/ч население и 7,032 Гкал/ч промышленные потребители), а также полная величина полезного отпуска 36 748,763 Гкал/год = (26 277,805 Гкал население и 10 470,958 промышленных потребителей).

Расчеты показали, что сценарий №2 и №5 оптимизации распределения нагрузок в районе котельной ООО «ТДЛ Энерго» имеют наиболее короткий срок простой окупаемости инвестиций, и является более дешевым (1249,14 руб/Гкал против 2441,11 руб/Гкал) с точки зрения производства и передачи тепловой энергии. При этом сценарии №2 и №3 требуют дополнительной проработки, возможен риск несогласования данной трассировки, а также значительного удорожания работ.

Ввиду наличия рисков по согласованию трассировки участков тепловых сетей для переключения нагрузки котельной ООО «ТДЛ-Энерго», что может повлечь за собой значительное удорожание проекта и отсутствие экономической и тарифной целесообразности, схемой к реализации принимается сценарий 1 – сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной ООО «ТДЛ-Энерго».

3.5 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной № 42 ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России

Источник теплоснабжения расположен по адресу: м. Балино, Автодорожская 3. Данная централизованная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии и теплопотребляющих установок потребителей, технологически соединенных тепловыми сетями. В качестве теплоносителя применяется горячая вода.

Данная котельная работает по температурному графику 105/70°C с температурой спрямления 65°C.

В ходе прохождения ОЗП 2021-2022г.г. от потребителей мкрн. Балино, проживающих в многоквартирных домах, неоднократно поступали жалобы на неудовлетворительное качество горячего водоснабжения (температура в точках водоразбора менее 60°C) и ненадлежащее качество отопления в их домах (температура внутри помещений менее 18 °C).

Так, в период с 01.01.2022 г. по 17.01.2022 г. не выдерживалась температура в подающем трубопроводе при Тнв ниже -7°C, недогрев составлял более 10°C, что было связано с неисправностью основного теплообменного оборудования, технические характеристики которого значительно снижены из-за наличия значительных дефектов трубного пучка.

От ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России поступила заявка на переключение жилого фонда на другой источник генерации.

С точки зрения наиболее экономичной поставки тепловой энергии потребителю с сохранением качества и надежности теплоснабжения было рассмотрено решение по переключению тепловой нагрузки котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) на новую БМК. Всего рассмотрены три сценария развития:

- сценарий 1: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч.
- сценарий 2: переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 6 МВт с учетом подключения перспективы в объеме 1,6 Гкал/ч.
- сценарий 3: сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России»).

Сценарий №3 далее не рассматривается, поскольку ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России» выразило желание о переключении жилого фонда на другой источник тепловой энергии.

Далее представлены результаты гидравлических расчетов в соответствии с предлагаемыми сценариями.

Сценарий 1

Ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч по Сценарию 1.

Также на рисунках ниже приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 1 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч).

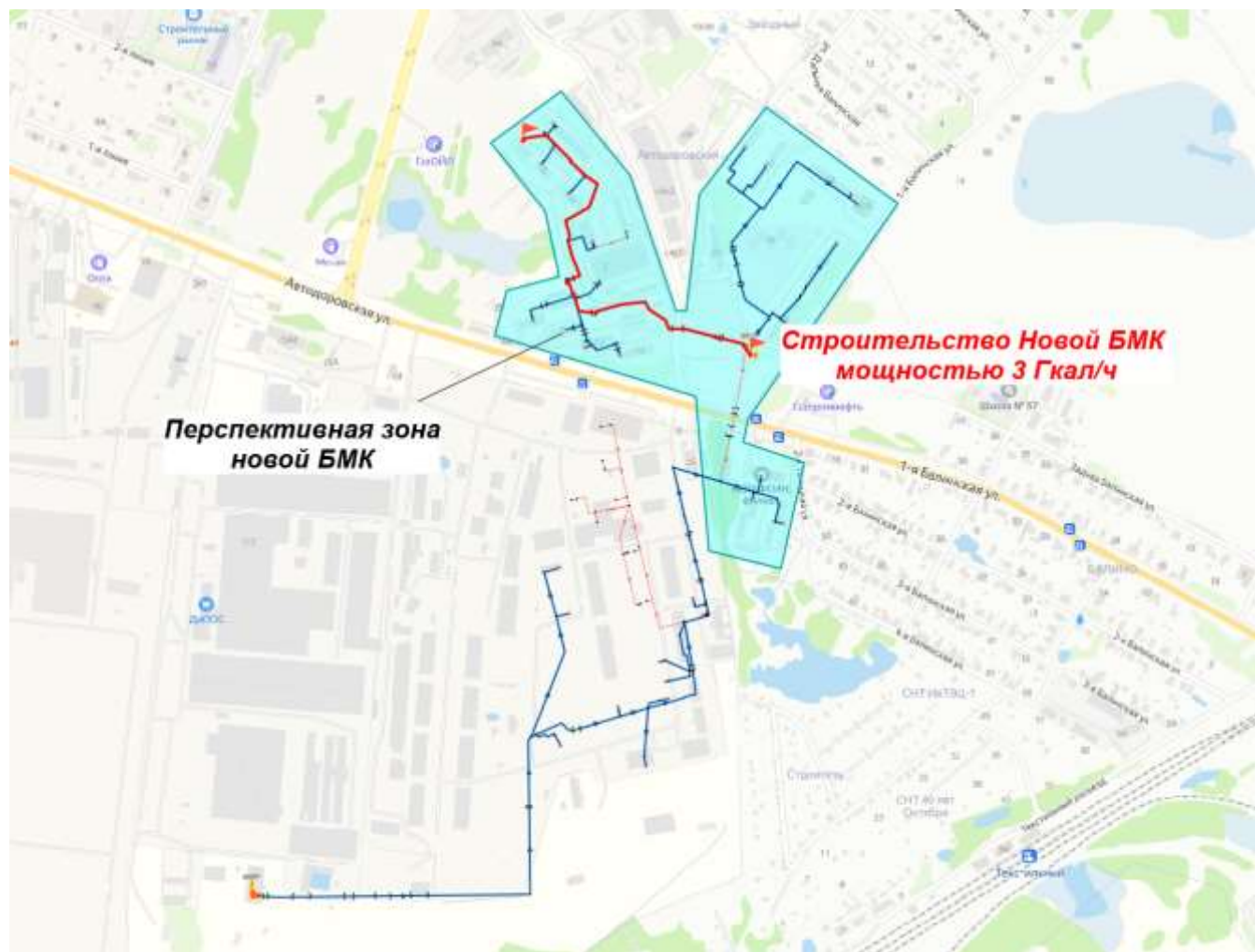


Рис. 3.39. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч Гкал/ч по Сценарию 1

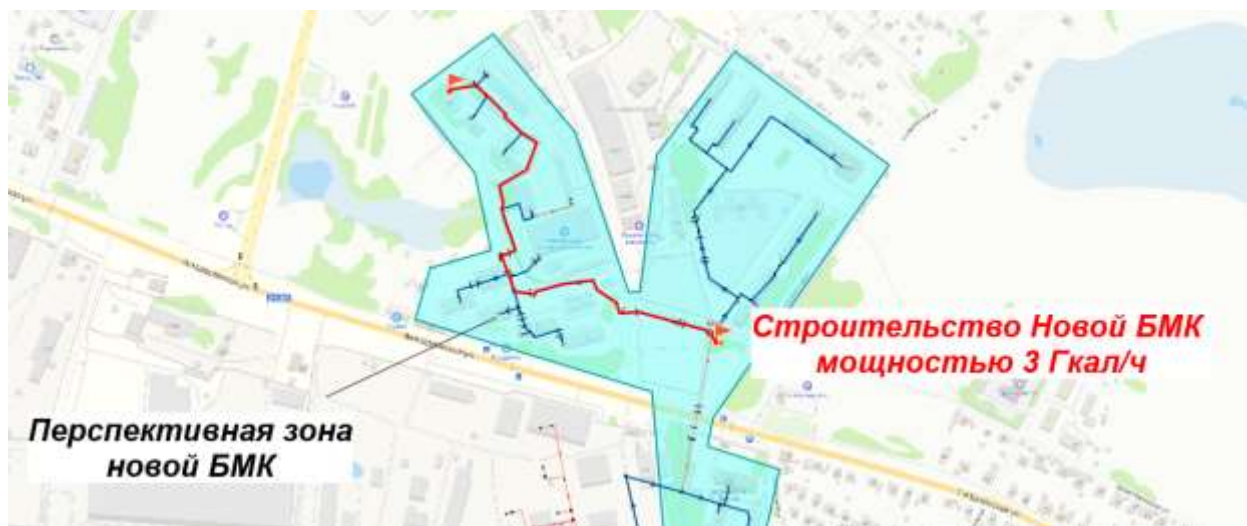
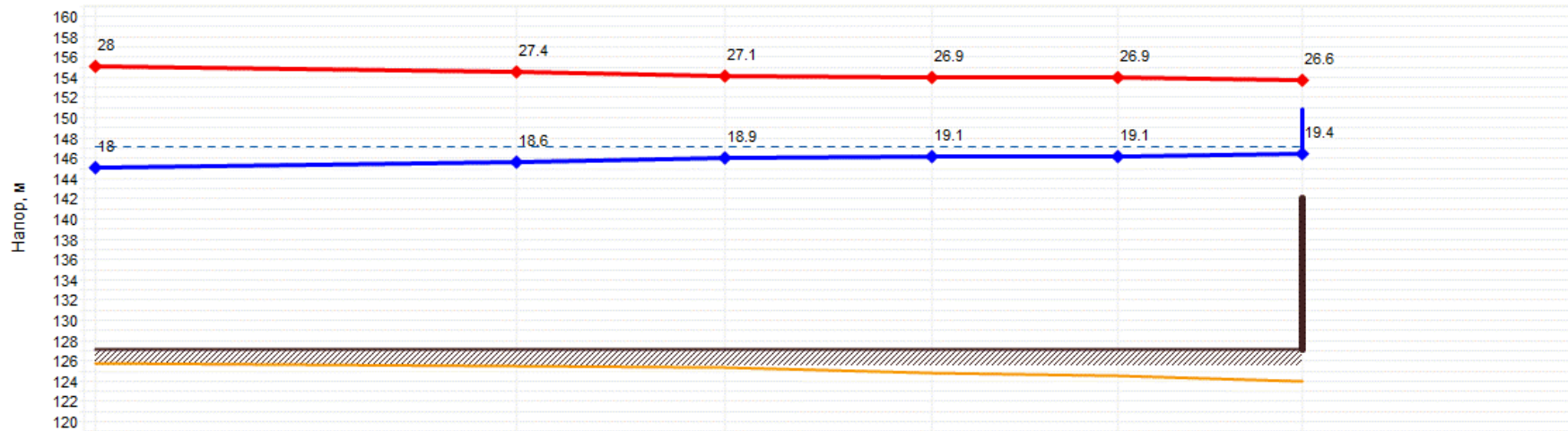


Рис. 3.40. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодоровская, 10 (Сценарий 1)



Наименование узла	Новая БМК 3 Гкал/ч					Жилой дом
Геодезическая высота, м	127	127	127	127	127	127
Полный напор в обр. тр-де, м	145	145.6	145.9	146.1	146.1	146.4
Располагаемый напор, м	10	8.804	8.112	7.873	7.752	7.27
Длина участка, м	290.9	79.1	143.7	61.3	67.7	
Диаметр участка, м	0.15	0.1	0.1	0.082	0.05	
Потери напора в под. тр-де, м	0.6	0.347	0.12	0.06	0.241	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.596	0.345	0.119	0.06	0.24	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.387	0.439	0.19	0.182	0.255	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.386	-0.437	-0.189	-0.181	-0.254	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	1.587	3.376	0.642	0.756	2.74	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	1.576	3.358	0.638	0.753	2.729	
Расход в под. тр-де, т/ч	24.01	12.09	5.23	3.37	1.76	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-23.93	-12.06	-5.21	-3.36	-1.75	

Рис. 3.41. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) до потребителя по адресу ул. Автодорожская, 10 (Сценарий 1)

Сценарий 2

На рисунке ниже приведены перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 6 МВт по Сценарию 2.

На рисунках ниже приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 3 (Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 6 МВт с учетом подключения перспективы в объеме 1,6 Гкал/ч).

Для подключения перспективных объектов планируется строительство новых тепловых сетей:

- строительство участка тепловой сети диаметром 2Ду 200 мм протяженностью 145 м от существующей тепловой камеры до перспективной застройки;
- строительство тепловых сетей до вводов перспективной застройки.

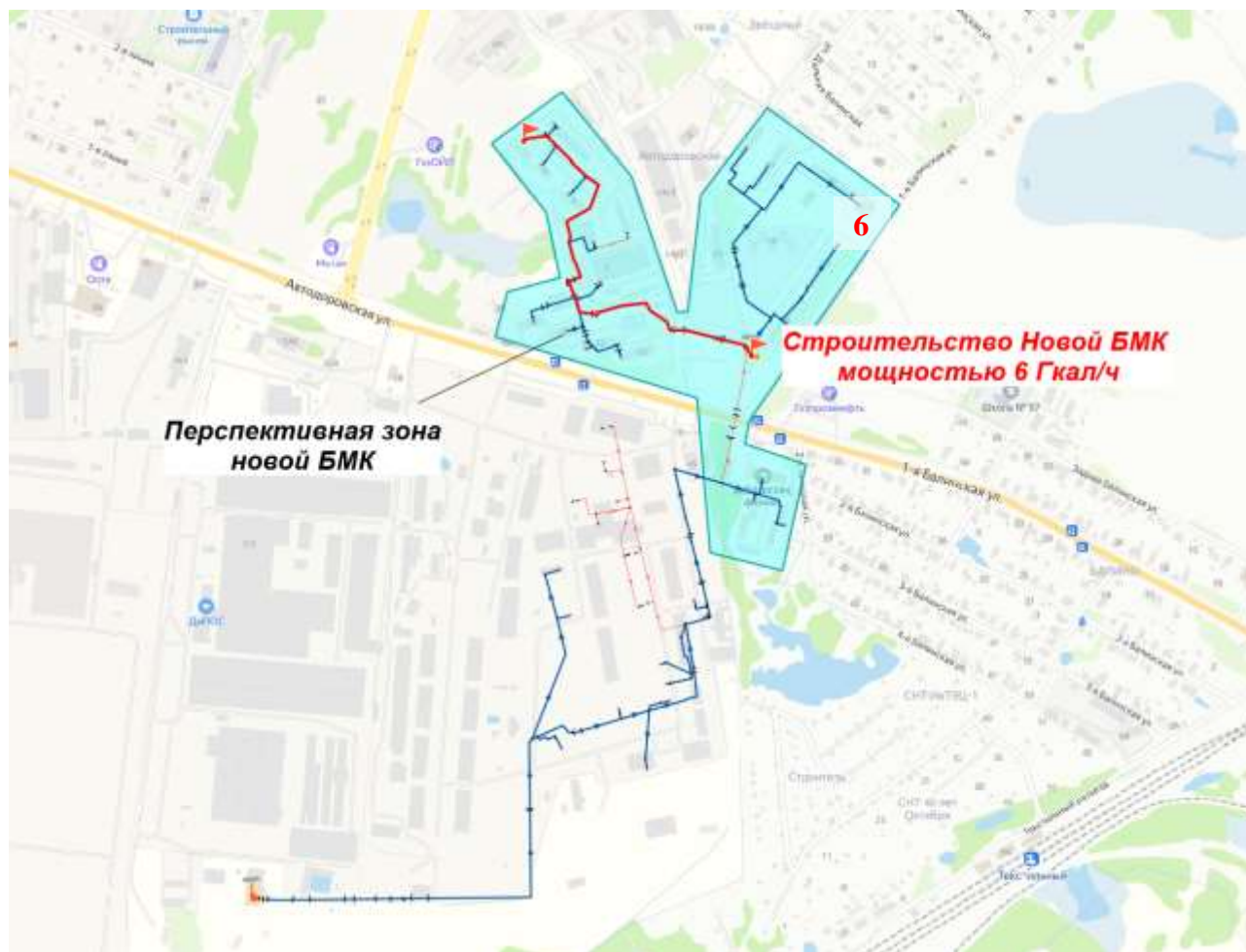


Рис. 3.42. Перспективные зоны источников тепловой энергии после переключения котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) на новую БМК мощностью 6 МВт Гкал/ч по Сценарию 2

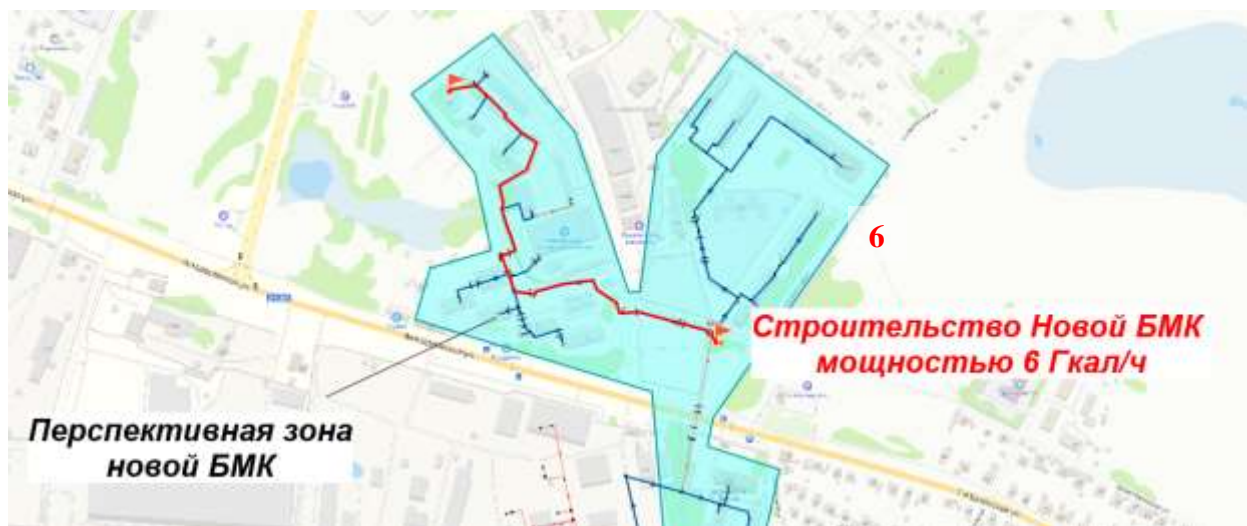


Рис. 3.43. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК мощностью 6 МВт в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автоторовская, 10 (Сценарий 2)

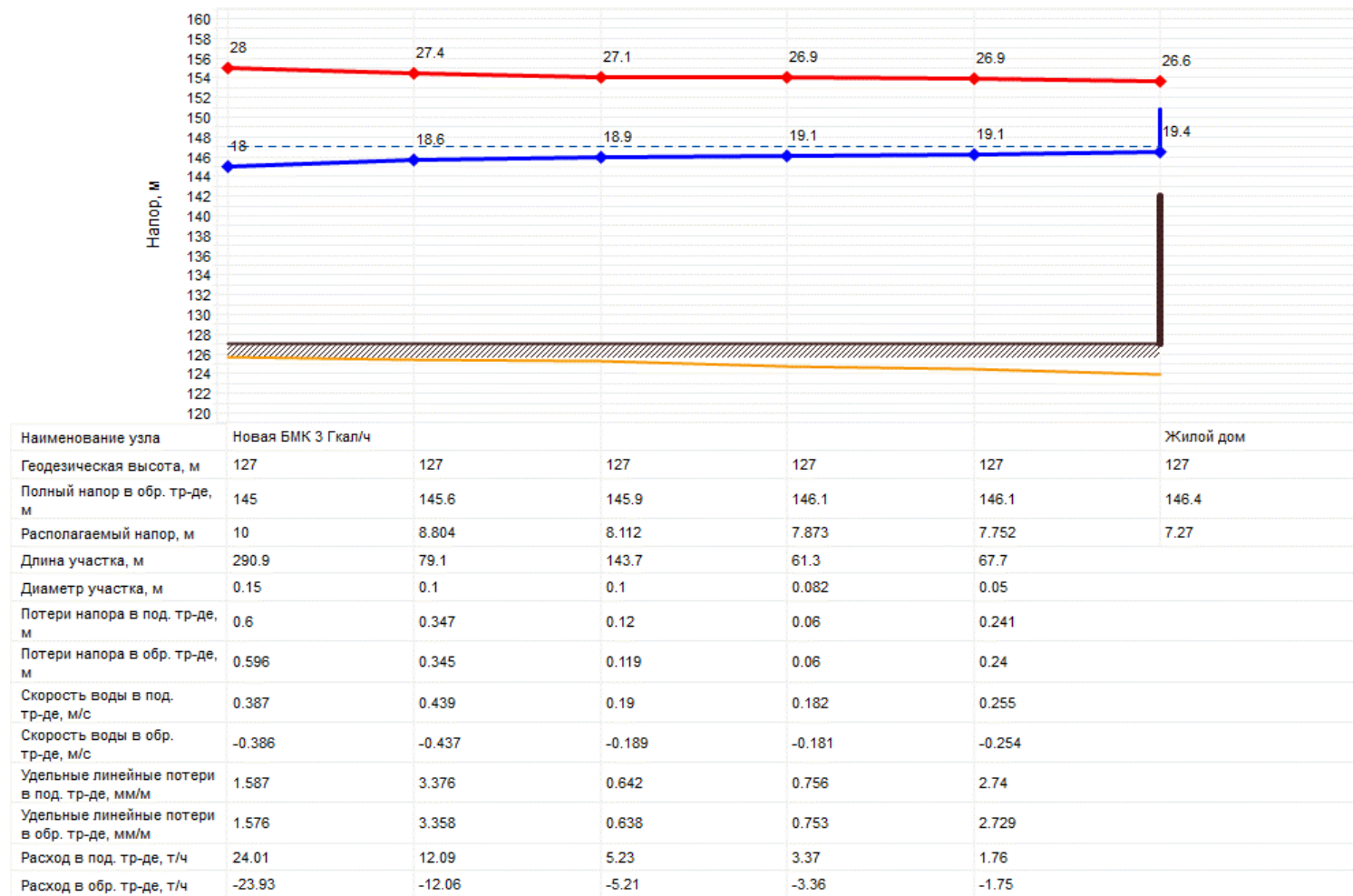


Рис. 3.44. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК мощностью 6 МВт в зону котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. Автодорожская, 10 (Сценарий 2)

Сценарий 3

Ниже приведен путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график существующего положения или сценария 3 (сохранение существующей схемы теплоснабжения от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)).

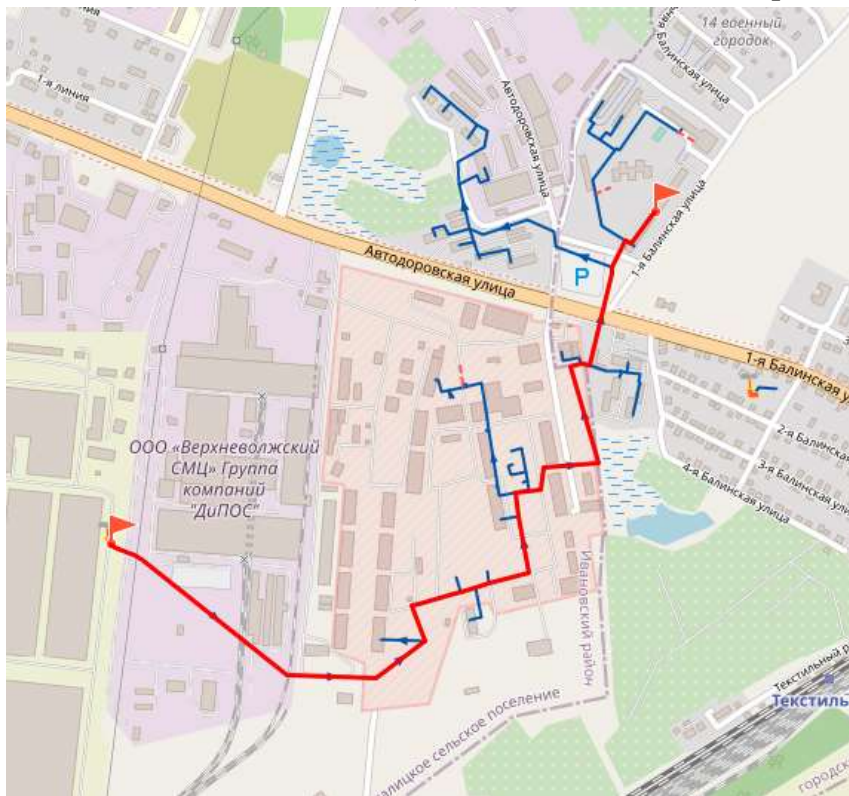
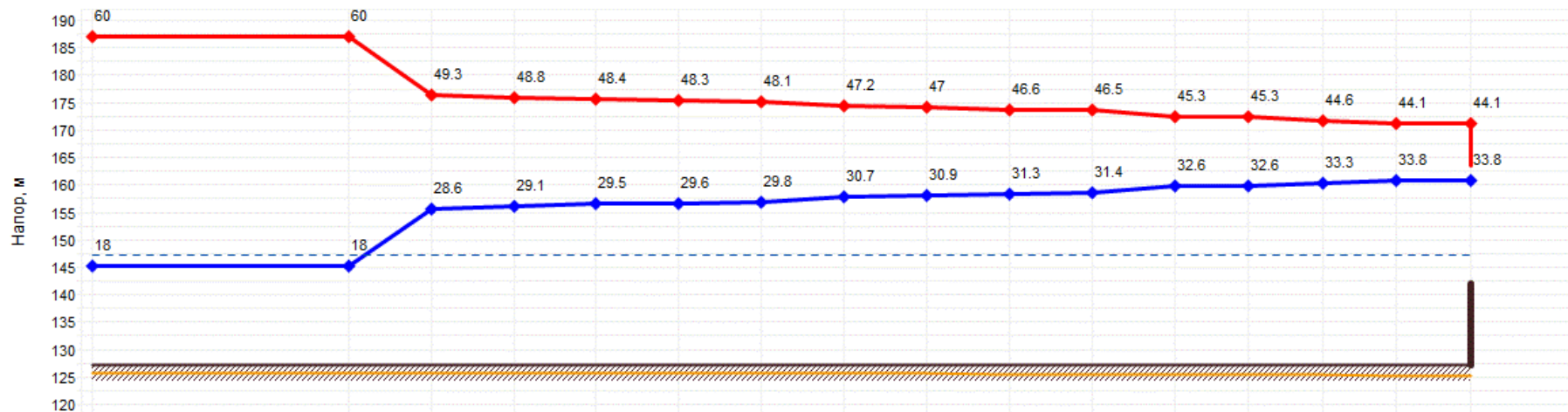


Рис. 3.45. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. 1-я Балинская, 58 (Существующее положение)



Наименование узла	Котельная № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Ми	TK-1	TK-2	TK-3	TK-4	TK-5	TK-6	TK-7	TK-10(2)	TK-11	TK-12	TK-13	TK-136	TK-13a	Жилой дом
Геодезическая высота, м	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Полный напор в обр. тр-де, м	145	145	155.6	156.1	156.5	156.6	156.8	157.7	157.9	158.3	158.4	159.6	159.6	160.3	160.8
Располагаемый напор, м	42	41.996	20.696	19.743	18.98	18.751	18.362	16.566	16.158	15.254	15.138	12.723	12.677	11.37	10.339
Длина участка, м	0.1	476	70	56	18	35	172	40	190	26	286	36	16	120	1
Диаметр участка, м	0.207	0.207	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.259	0.207	0.259	0.082	0.1	0.1
Потери напора в под. тр-де, м	0.002	10.692	0.478	0.383	0.115	0.195	0.901	0.204	0.454	0.058	1.211	0.023	0.655	0.516	0.004
Потери напора в обр. тр-де, м	0.002	10.608	0.475	0.38	0.114	0.194	0.895	0.203	0.451	0.058	1.203	0.023	0.652	0.514	0.004
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.572	1.572	0.996	0.996	0.964	0.9	0.872	0.861	0.588	0.57	0.681	0.303	1.189	0.434	0.434
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-1.566	-1.566	-0.993	-0.993	-0.961	-0.896	-0.869	-0.858	-0.586	-0.568	-0.679	-0.302	-1.187	-0.433	-0.434
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	17.279	17.279	5.255	5.254	4.921	4.288	4.03	3.932	1.837	1.727	3.258	0.494	31.484	3.308	3.307
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	17.143	17.143	5.217	5.218	4.887	4.258	4.002	3.906	1.824	1.716	3.236	0.491	31.366	3.295	3.296
Расход в под. тр-де, т/ч	185.7	185.7	184.21	184.2	178.25	166.35	161.24	159.26	108.68	105.35	80.43	56.07	22.04	11.97	11.97
Расход в обр. тр-де, т/ч	-184.97	-184.97	-183.55	-183.56	-177.63	-165.76	-160.68	-158.74	-108.29	-105.02	-80.15	-55.92	-22	-11.95	-11.95

Рис. 3.46. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») до потребителя по адресу ул. 1-я Балинская, 58 (Существующее положение)

В результате проведенных гидравлических расчетов построены пьезометрические графики, на которых видно плавное снижение напора в подаче, удельные линейные потери напора соответствуют нормативным, на всех трубопроводах существует резерв пропускной способности.

Затраты по тепловым сетям по Сценарию 2 (Этап 2) приведены ниже в таблицах.

Табл. 3.15. Капитальные затраты по сценарию 2

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	ТК-н1 - ТК-н2	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,219	145,64	Канальная	8,9663
2	ТК-н2 - ТК-н3	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,159	33,64	Канальная	1,7213
3	ТК-н2 - Жилой дом 1	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	24,93	Канальная	1,1378
4	ТК-н2 - Жилой дом 2	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	27,38	Канальная	1,2496
5	ТК-н4 - Жилой дом 3	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	22,77	Канальная	1,0392
6	ТК-н4 - Жилой дом 4	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	24,55	Канальная	1,12
7	ТК-н4 - ТК-н5	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	53,06	Канальная	2,42
8	ТК-н5 - Жилой дом 5	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	22,78	Канальная	1,04
9	ТК-н5 - Жилой дом 7	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	69,04	Канальная	3,15
10	ТК-н3 - Жилой 6	Новая БМК 6МВт	АО «ИвГТЭ»	0,108	104,33	Канальная	4,76
Итого					586,43		29,347

Табл. 3.16. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России)

Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2
Краткое описание мероприятия	Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч	Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России) на новую БМК мощностью 6 МВт с учетом подключения перспективы в объеме 1,6 Гкал/ч.
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч		4,82
Котельная № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России))		4,82
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал (с 01.07.2022)		
Котельная № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России))		1 656,81
Новая БМК (определена экспертно)		1 818,10
Полезный отпуск ТЭ, Гкал		13 474,60
Котельная № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России))		8 509,80
Перспективная зона теплоснабжения		4 964,80
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	15 471,67	24 498,17
Котельная № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России))	0	0
Новая БМК	15 471,67	15 471,67
Перспективная зона теплоснабжения	0	9 026,50
Стоимость строительства источников тепловой энергии, тыс. руб.	50 000	74 639
Строительство блочно-модульной котельной, мощность 3,0 Гкал/ч	50 000	74 639
Стоимость строительства тепловых сетей, тыс. руб.	0	29 374
Строительство тепловых сетей	0	29 374
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	50 000	104 013
Срок окупаемости инвестиций, лет	-	-

*В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в таблице.

При сравнении сценариев реализации мероприятий в расчетах учитывалась нагрузка потребителей жилой зоны существующей котельной № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России).

Решение по строительству новой БМК определяется основными достоинствами блочно-модульных котельных:

- высокая скорость монтажа;
- возможность модернизации и реконструкции котельной добавлением или заменой модулей;
- котельная, хоть и относится к объектам капитального строительства, может быть демонтирована и перевезена в другое место (ТКУ);
- котельная может работать без обслуживающего персонала и быть полностью автоматизирована, с качественной системой диспетчеризации и телеметрии.

Поскольку данная методика расчёта не показывает окупаемость проекта, при этом необходимость переключения жилого фонда на другой источник тепловой энергии остаётся, выбор сценария выполнен с точки зрения минимизации затрат на реализацию проекта.

Сценарий 2 реализуется в 2 этапа. 1-й этап – строительство БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в 2023-2024 году. Вторым этапом предполагается строительство 2-й очереди БМК с увеличением общей мощности до 6 МВт.

Схемой к реализации принимается сценарий 1 - Переключение тепловой нагрузки отопления потребителей № 42 (ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России») на новую БМК мощностью 3,0 Гкал/ч в 2025-2026 году.

Финансирование проекта запланировано за счет средств ПАО «Т Плюс» в размере 50 000 тыс. руб. без НДС.

3.6 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных №31, 45, ИГЭУ

Утвержденной схемой теплоснабжения в зоне действия источника тепловой энергии №31, №45, ИГЭУ предлагается к реализации:

- сценарий 1: перевод потребителей котельных №31, №45, ИГЭУ на ИвТЭЦ-2 со строительством участков сети и трех ЦТП. Вывод котельных АО «ИвГТЭ» №31, №45 и ИГЭУ из схемы теплоснабжения г. Иваново;
- сценарий 2: сохранение существующих зон действия источников тепловой энергии, поддержание оборудования в работоспособном состоянии.

Для переключения потребителей котельных №31, №45, ИГЭУ на работу от ИвТЭЦ-2 (новая котельная 400 Гкал/ч) требуется выполнение следующих мероприятий:

- строительство участка тепловой сети от D-98 до тепловой камеры - ответвление на котельную ИГЭУ протяженностью 550 м диаметром 2Ду 250 мм;
- строительство участка тепловой сети до ЦТП ИГЭУ протяженностью 150 м диаметром 2Ду 250 мм;
- строительство участка тепловой сети до тепловой камеры - ответвление на котельную №45 протяженностью 370 м диаметром 2Ду 200 мм;
- строительство участка тепловой сети от тепловой камеры - ответвление на котельную №45 до ЦТП котельная №31 протяженностью 480 м диаметром 2Ду 200 мм;
- строительство ЦТП для котельной ИГЭУ;
- строительство ЦТП для котельной №31;
- строительство ЦТП для котельной №45.

В графическом виде мероприятия приведены ниже.

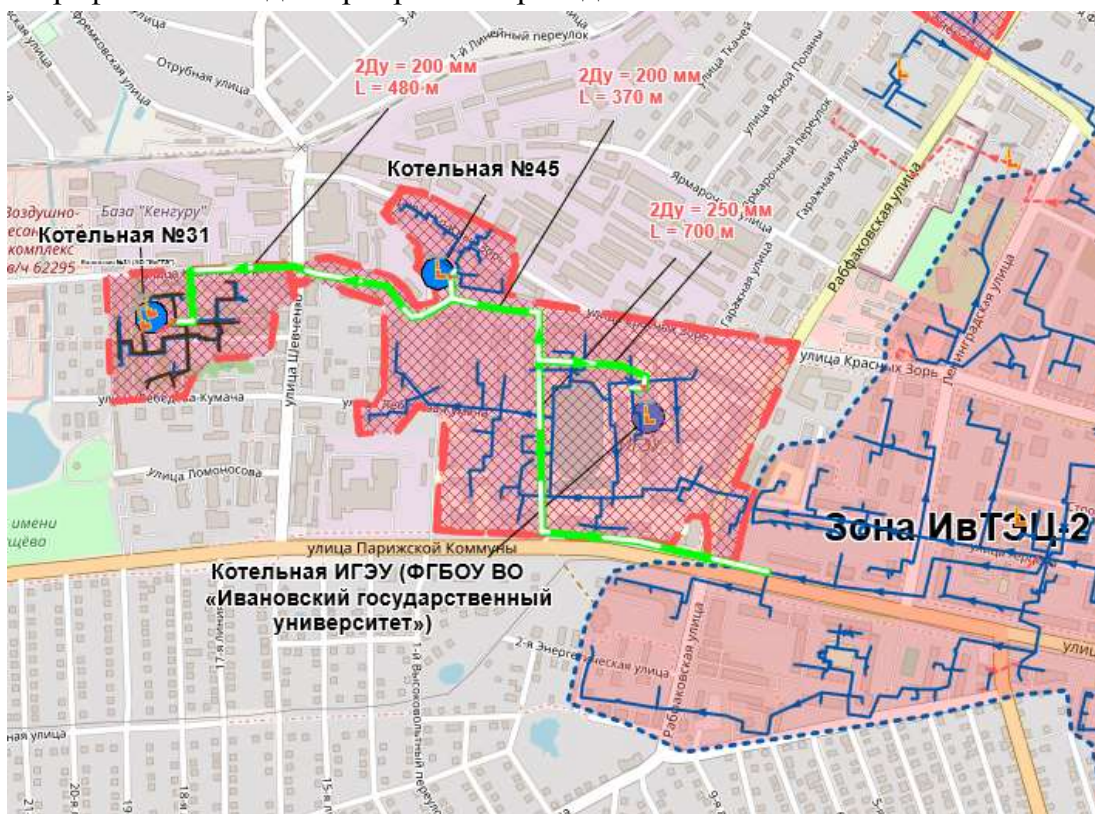


Рис. 3.47. Мероприятия переключения потребителей котельных №31, №45, ИГЭУ на ИВТЭЦ-2 со строительством участков сети и трех ЦТП



Рис. 3.48. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной №31

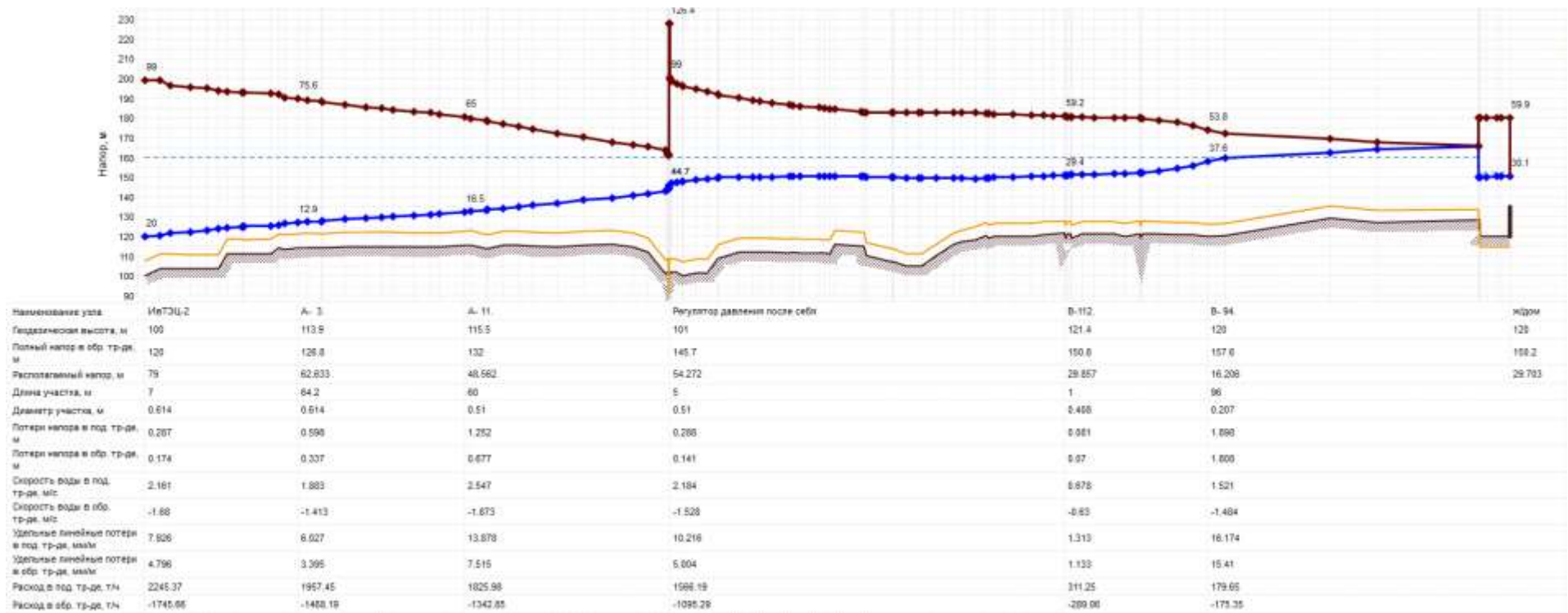


Рис. 3.49. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону действия котельной №31

В таблице ниже, представлено сравнение сценариев развития систем теплоснабжения.

Табл. 3.17. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных №31, №45, ИГЭУ

Наименование	Сценарий 1	Сценарий 2
Краткое описание мероприятия	Перевод потребителей котельных №31, №45, ИГЭУ на ИвТЭЦ-2 (новой котельной 400 Гкал/ч) со строительством участков сети и трех ЦТП. Вывод котельных АО «ИвГТЭ» №31, №45 и ИГЭУ из схемы теплоснабжения г. Иваново;	Сохранение существующих зон действия источников тепловой энергии, поддержание оборудования в работоспособном состоянии.
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч	9,66	
котельная №31 АО «ИвГТЭ»	3,07	
котельная №45 АО «ИвГТЭ»	0,39	
Котельная ИГЭУ	6,2	
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал		
АО «ИвГТЭ»	1 998,29	
ИГЭУ	1824,00	
Новая котельная 400 Гкал/ч (определена экспертно)	1 818,10	
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал	33 441,00	
котельная №31 АО «ИвГТЭ»	8 782,40	
котельная №45 АО «ИвГТЭ»	559,6	
Котельная ИГЭУ	24 099,00	
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	60 799,08	62 624,61
АО «ИвГТЭ»	0	18 668,03
ИГЭУ	0	43 956,58
ПАО «Т Плюс»	60 799,08	
Стоимость строительства/реконструкции источника тепловой энергии, тыс. руб.	0	0
АО «ИвГТЭ»	0	0
ИГЭУ	0	0
ПАО «Т Плюс»	0	
Стоимость строительства тепловых сетей, тыс. руб.	158 593,00	0
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	158 593,00	0
Срок окупаемости инвестиций, лет	86,9	0

Расчеты показали, что сценарий 1 оптимизации распределения нагрузок в районе котельных №31, №45 ИГЭУ имеет долгий срок простой окупаемости инвестиций, значительно превышающий полезный срок использования оборудования.

Схемой к реализации принимается сценарий 2 – сохранение существующих зон действия источников тепловой энергии, поддержание оборудования в работоспособном состоянии.

3.7 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе ФКУ исправительная колония №7 УФСИН России по Ивановской области

Данный проект исключен из перечня проектов до момента определения источников финансирования предлагаемых мероприятий.

Ниже рассмотрены варианты подключения перспективных потребителей ФКУ ИК №7 УФСИН России Ивановской области и ФКУ СИЗО-1. Всего рассмотрены три сценария развития:

- сценарий 1: строительство блочно-модульной котельной и тепловых сетей;
- сценарий 2: подключение перспективных потребителей ФКУ ИК №7 УФСИН России Ивановской области и ФКУ СИЗО-1 к ИвТЭЦ-2 со строительством участков тепловых сетей;
- сценарий 3: сохранение существующей схемы теплоснабжения.

Тепловые нагрузки планируемых к строительству объектов приведены ниже в таблице.

Табл. 3.18. Тепловые нагрузки планируемых к строительству объектов

Потребитель	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			Тип системы (открытая/закрытая)
	Всего:	СО (сезонное отопление)	ГВС	
ФКУ СИЗО-1	2,0624	1,782	0,28	закрытая
ФКУ ИК-7	2,60725	1,91755	0,6897	закрытая

Далее представлены результаты гидравлических расчетов в соответствии с предлагаемыми сценариями.

Сценарий 1

Сценарий 1 предполагает 2 возможных варианта реализации.

Сценарий 1.1 (вариант 1):

- строительство БМК;
- строительство тепловых сетей 2Ду 273 мм длиной 40 м;
- строительство тепловых сетей 2Ду 219 мм длиной 170 м.

Сценарий 1.2 (вариант 2):

- строительство БМК;
- строительство тепловых сетей 2Ду 273 мм длиной 120 м;
- строительство тепловых сетей 2Ду 219 мм длиной 100 м.

На рисунке ниже приведены мероприятия по сценарию 1.



Рис. 3.50. Мероприятия по Сценарию 1 (2 варианта подключения)

Сценарий 2

На рисунке ниже приведены перспективные мероприятия по сценарию 2. Также ниже на рисунках приведены путь для построения пьезометрического графика и сам пьезометрический график для сценария 2 (подключение перспективных потребителей ФКУ ИК№7 УФСИН России Ивановской области и ФКУ СИЗО-1 к ИвТЭЦ-2 со строительством участков тепловых сетей).

Для подключения потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия на тепловых сетях:

- строительство участка тепловой сети от А- 51. 08 до потребителя ФКУ ИК-7 диаметром 2Ду 150 мм протяженностью 340 м;
- строительство участка тепловой сети от А- 51. 08 до потребителя ФКУ СИЗО-1 диаметром 2 ду 150 мм протяженностью 200 м;
- реконструкция тепловой сети от А- 51. до А-51.01 с увеличением диаметра (с 2Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 218,6 м и с Ду273/325 на 2Ду 325 протяженностью 113 м);
- реконструкция тепловой сети от А-51.01 до Н/С с увеличением диаметра с 2Ду 200 мм на 2 Ду 250 мм протяженностью 385 м.

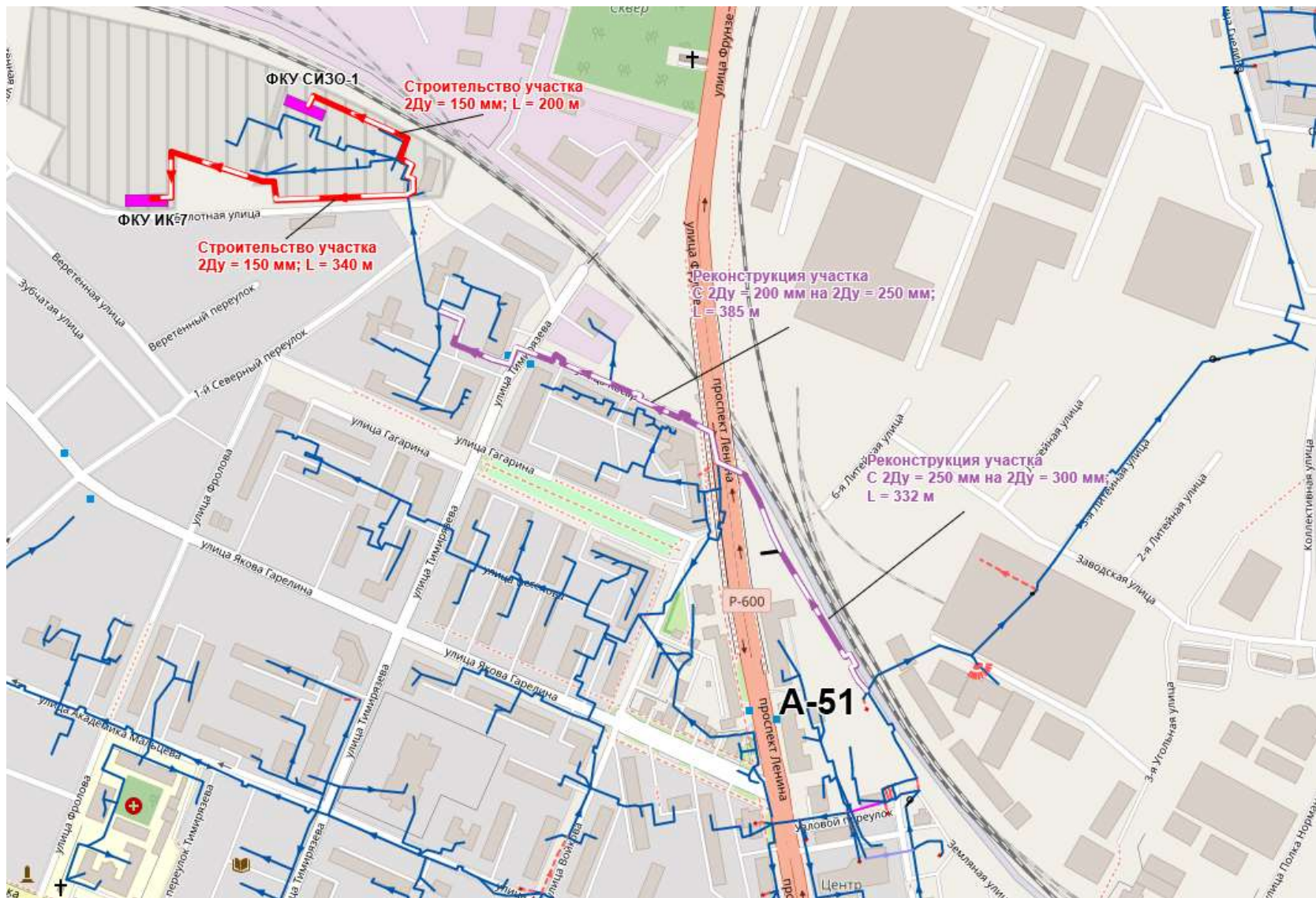


Рис. 3.51. Мероприятия по Сценарию 2

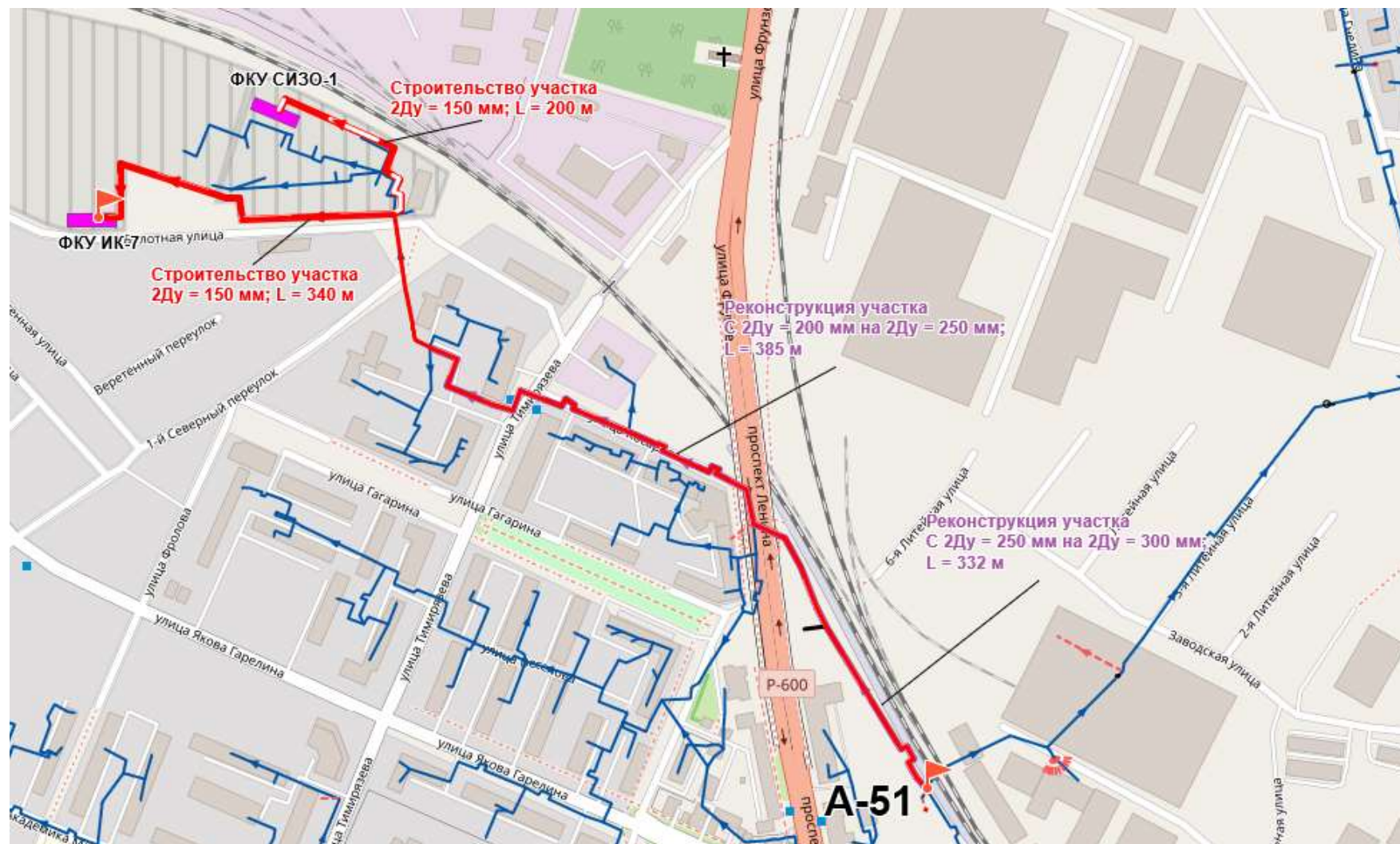
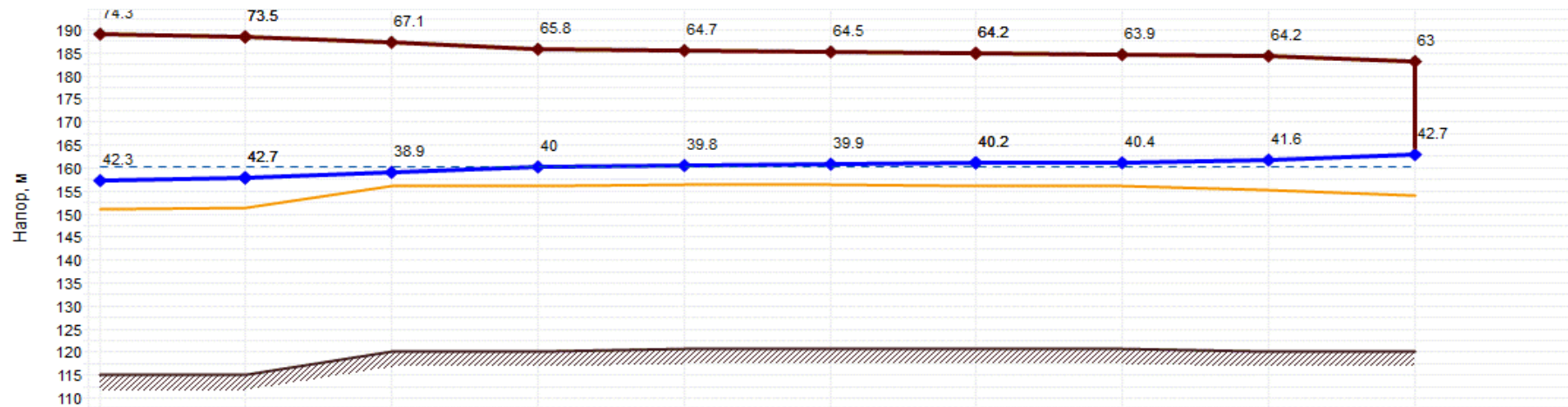


Рис. 3.52. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону ФКУ ИК №7 (Сценарий 2)



Наименование узла	A- 51.	Задвижка A- 51-2.	804	A- 51. 01	A- 51. 12	A- 51. 02	A- 51* 02	A- 51. 02(1)	A- 51. 08	Перспектива
Геодезическая высота, м	114.8	115	120	120	120.7	120.7	120.7	120.7	120	120
Полный напор в обр. тр-де, м	157.1	157.7	158.9	160	160.5	160.6	160.9	161.1	161.6	162.7
Располагаемый напор, м	32.018	30.796	28.239	25.794	24.899	24.561	24.054	23.495	22.58	20.32
Длина участка, м	1	200	103	183	74	120	30	140	339.9	
Диаметр участка, м	0.309	0.309	0.259	0.259	0.259	0.259	0.207	0.207	0.15	
Потери напора в под. тр-де, м	0.643	1.34	1.287	0.466	0.176	0.264	0.291	0.462	1.136	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.579	1.208	1.158	0.429	0.162	0.243	0.268	0.454	1.121	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.908	0.908	1.25	0.581	0.575	0.575	0.9	0.645	0.552	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.862	-0.862	-1.186	-0.557	-0.552	-0.552	-0.864	-0.64	-0.548	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	3.503	3.503	8.269	1.796	1.759	1.758	5.678	2.927	3.209	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	3.16	3.16	7.44	1.653	1.619	1.62	5.233	2.88	3.168	
Расход в под. тр-де, т/ч	238.99	238.99	231.24	107.44	106.32	106.31	106.3	76.22	34.23	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-226.94	-226.94	-219.31	-103.07	-102	-102.01	-102.03	-75.59	-34.01	

Рис. 3.53. Пьезометрический график участка тепловой сети от ИвТЭЦ-2 в зону ФКУ ИК №7 (после реализации мероприятий по Сценарию 2)

В результате проведенных гидравлических расчетов построены пьезометрические графики, на которых видно плавное снижение напора в подаче, удельные линейные потери напора соответствуют нормативным, на всех трубопроводах существует резерв пропускной способности.

Капитальные вложения по сценариям развития приведены в таблицах ниже.

Табл. 3.19. Капитальные затраты по Сценарию 2

№ п/п	Участок	Принадлежность к источнику	Наименование компании	Существующий диаметр, м	Перспективный диаметр, м	Протяжённость, м	Тип прокладки	Стоимость, млн. руб.
1	Строительство участка тепловой сети от А- 51.08 до потребителя ФКУ ИК-7	ИвТЭЦ-2	АО «ИвГТЭ»	0	0,159	340	Канальная	17,3974
2	Строительство участка тепловой сети от А- 51.08 до потребителя ФКУ СИЗО-1	ИвТЭЦ-2	АО «ИвГТЭ»	0	0,159	200	Канальная	10,2337
3	Реконструкция тепловой сети от А- 51. до ТК-804 с увеличением диаметра с 2Ду 250 мм на 2 Ду 300 мм протяженностью 200 м	ИвТЭЦ-2	АО «ИвГТЭ»	0,273	0,325	200	Канальная	28,9518
4	Реконструкция тепловой сети от ТК-804 до Н/С с увеличением диаметра с 2Ду 200 мм на 2 Ду 250 мм протяженностью 480 м	ИвТЭЦ-2	АО «ИвГТЭ»	0,219	0,273	480	Канальная	30,8715
Итого						1257		87,4544

Табл. 3.20. Сравнение сценариев реализации мероприятия - оптимизации распределения нагрузок в районе ФКУ Исправительная колония №7 УФСИН России по Ивановской области

Наименование	Сценарий 1		Сценарий 2	Сценарий 3
	Строительство блочно-модульной котельной и тепловых сетей (вариант 1)	Строительство блочно-модульной котельной и тепловых сетей (вариант 2)	Подключение к источнику тепловой энергии ТЭЦ-2	Сохранение существующей схемы теплоснабжения
Краткое описание мероприятия				
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч	4,66			
Котельная УФСИН	4,66			
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал				
Котельная УФСИН	1 793,88			
ПАО "Т плюс"	1 249,14			
Новая котельная	1 818,10			
АО "ИвГТЭ" (услуги по передаче тепловой энергии)	441,85			
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал	12 670,55			
Котельная УФСИН	12 670,55			
АО "ИвГТЭ" (услуги по передаче тепловой энергии)	12 670,55			
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	23 036,33	23 036,33	21 425,78	28 327,94
Котельная УФСИН	0	0	0	22 729,45
ПАО "Т плюс"	23 036,33	23 036,33	15 827,30	0
АО "ИвГТЭ" (услуги по передаче тепловой энергии)	0	0	5 598,48	5 598,48

Наименование	Сценарий 1		Сценарий 2	Сценарий 3
Стоимость строительства источников тепловой энергии, тыс. руб.	108 995,00	108 995,00	0	0
Строительство БМК	108 995,00	108 995,00	0	0
Стоимость строительства тепловых сетей, тыс. руб.	7039,28	12151,00	131 181,60	0
Строительство тепловых сетей	7039,28	12151,00	131 181,60	0
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.	116 034,28	121 146,00	131 181,60	0
Срок окупаемости инвестиций, лет	19,40	21,07	22,43	0

*В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от указанного в таблице.

Расчеты показали, что сценарий 1 оптимизации распределения перспективных нагрузок в районе ФКУ Исправительная колония №7 УФСИН России по Ивановской области быстрее окупается, чем сценарий 2.

Схемой к реализации принимается сценарий 1 – строительство новой блочно-модульной котельной. Реализация мероприятий выполняется за счет средств, полученных за счёт платы за подключение (технологическое присоединение) в соответствии со сроками подключений, которые будут указаны в заявках на подключение. Более предпочтительным является реализация трассировки по варианту 1, однако окончательный выбор варианта должен осуществляться по результатам проектных изысканий. В случае отсутствия заявки и заключения договора на технологическое присоединение реализуется сценарий 3 – сохранение существующей схемы.

3.8 Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных ООО «РесурсЭнерго» и ООО «СТС»

Проект по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных ООО «РесурсЭнерго» и ООО «СТС» предполагает три сценария реализации:

- сценарий 1: переключение котельной ООО «РесурсЭнерго» на котельную ООО "СТС" (население и объекты соцсферы) и на новую БМК (для нужд СОШ №14 МБОУ);
- сценарий 2: переключение котельной ООО "РесурсЭнерго" на новую БМК (население и объекты соцсферы);
- сценарий 3: сохранение существующей схемы теплоснабжения.

Сценарий 1 предусматривает:

- строительство новой тепловой сети от котельной СТС до тепловой камеры ТКИВСИЛИКАТ010 длиной 350м, диаметром 219 мм стоимостью 11 239 тыс. руб.;
- перекладка обратного трубопровода с увеличением диаметра от ТКИВСИЛИКАТ008 - ТКИВСИЛИКАТ007 (экспл. АО «ИвГТЭ» (концессия)) с диаметра 57 мм на 89мм длиной 63м стоимостью 2 452, тыс. руб.;
- строительство сети от котельной СТС до тепловой камеры ТКИВСИЛИКАТ010 (ГВС) протяженностью 390 м.к., диаметр ф108 стоимостью 6 222,8 тыс. руб.;
- увеличение мощности кот. СТС стоимостью 16 644, тыс. руб.;
- строительство БМК для нужд СОШ №14 МБОУ ул. Апрельская 3 стоимостью 6 162 124 тыс. руб.

Сценарий 2 предусматривает:

- строительство БМК для нужд СОШ №14 МБОУ ул. Апрельская, 3 стоимостью 6 162 тыс. руб.;
- строительство БМК для потребителей ООО "Ресурс-Энерго" (с учётом резервирования) стоимостью 47 053 тыс. руб.

Далее представлены результаты гидравлических расчетов в соответствии с предлагаемыми сценариями.

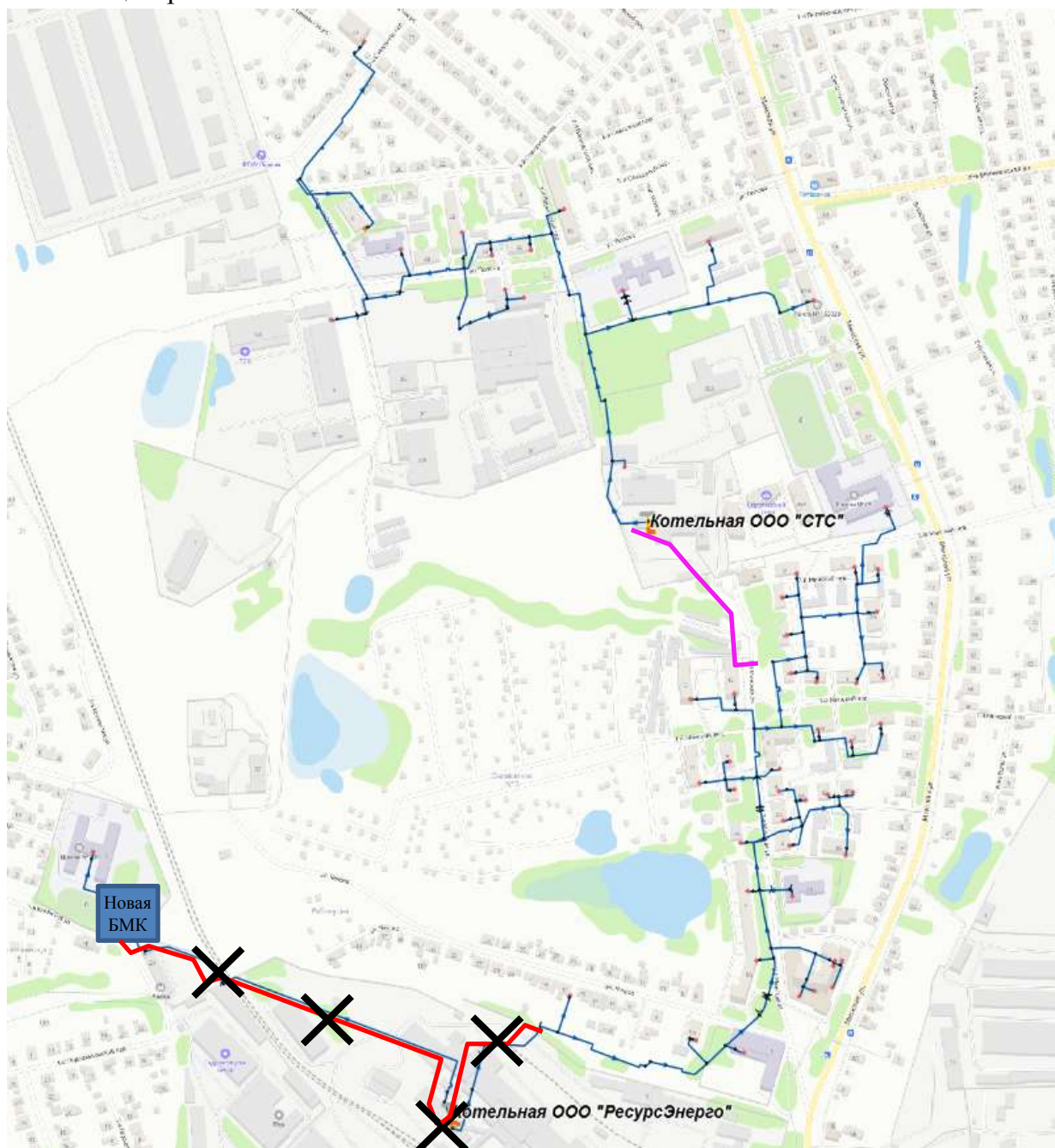


Рис. 3.54. Перспективная зона после переключения потребителей котельной ООО «Ресурс-Энерго» на котельную ООО «СТС»

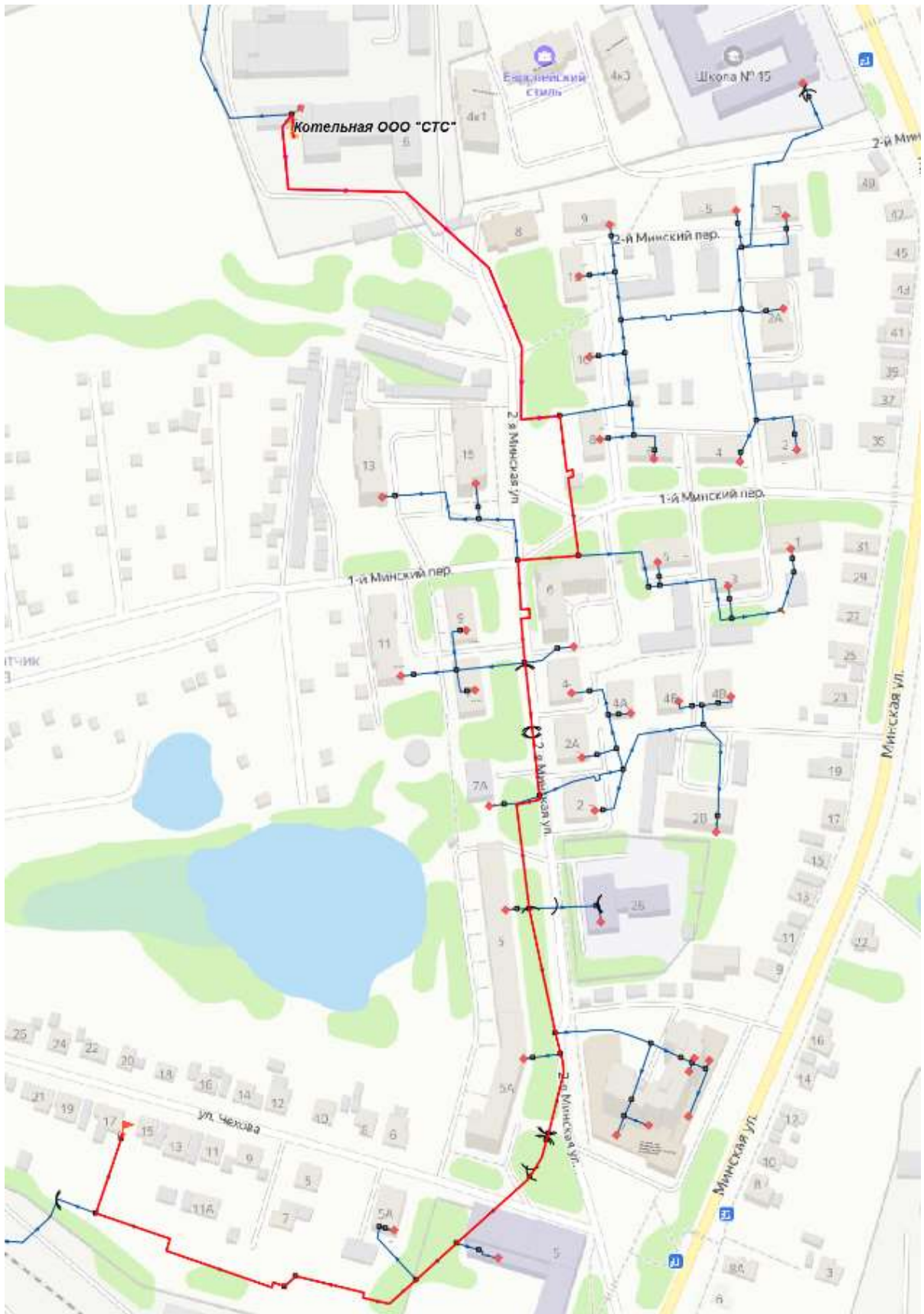


Рис. 3.55. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от котельной ООО «СТС» до потребителя по ул. Чехова, 17

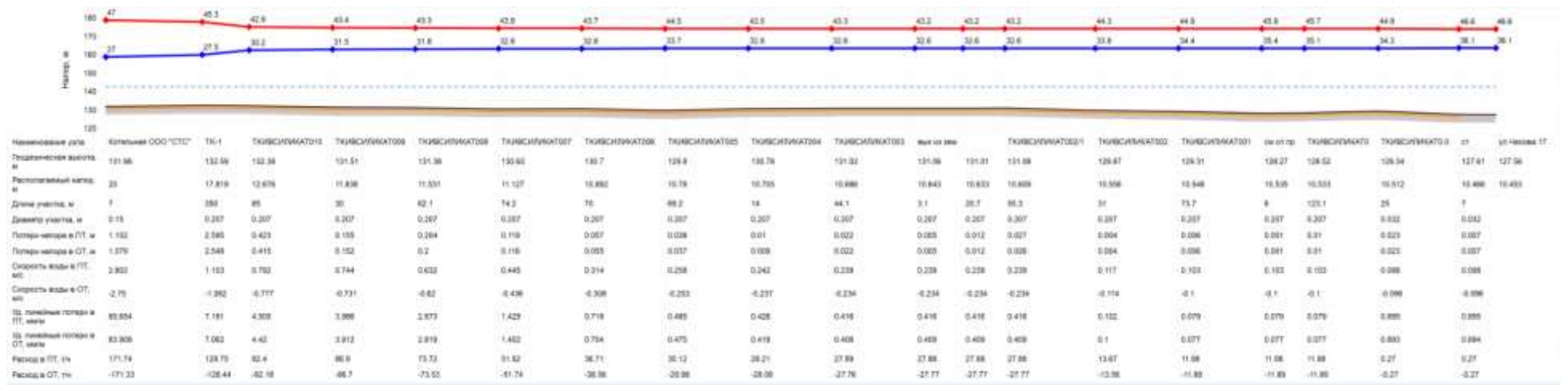


Рис. 3.56. Пьезометрический график участка тепловой сети от котельной ООО «СТС» до потребителя по ул. Чехова, 17

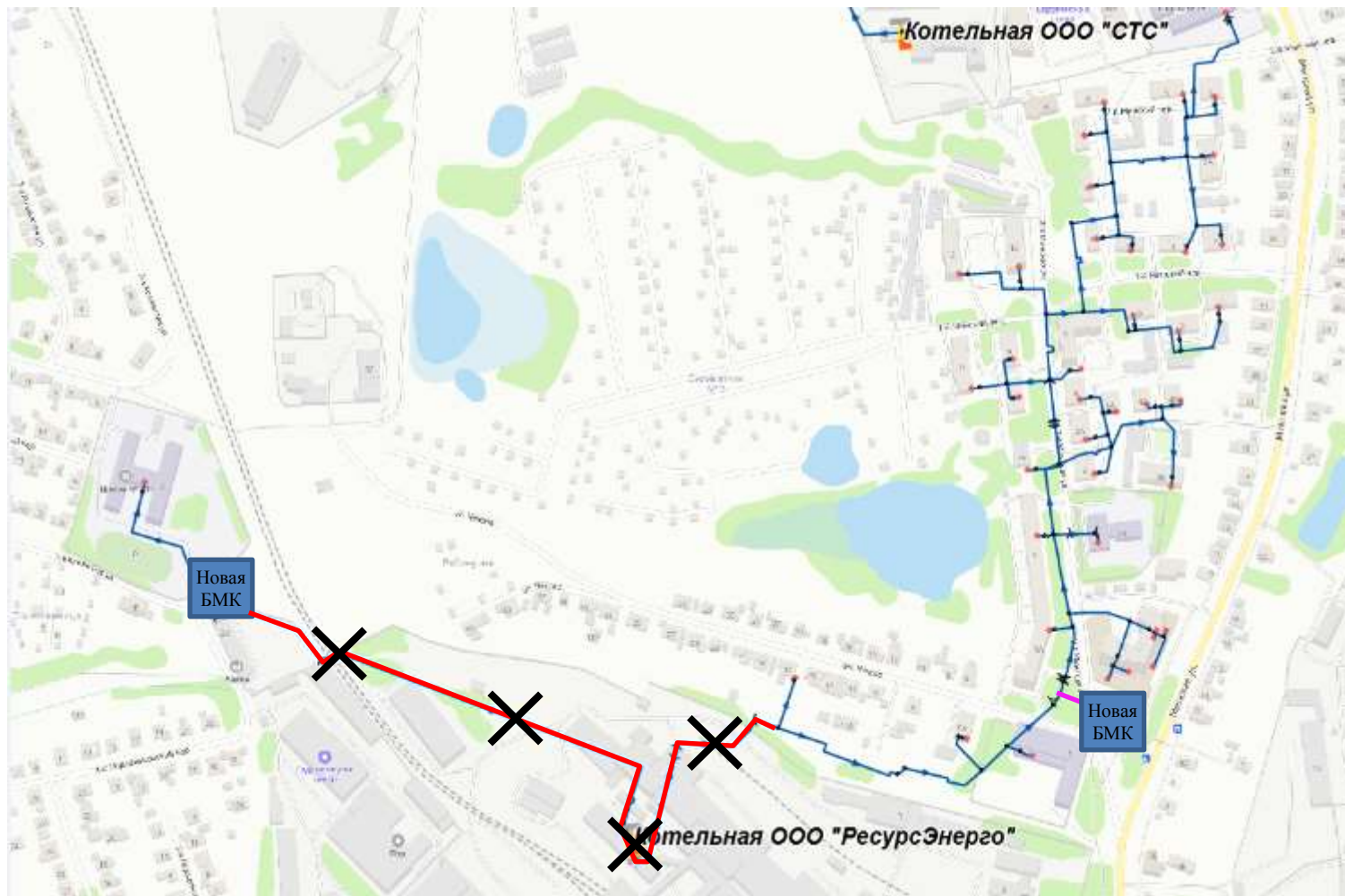


Рис. 3.57. Перспективная зона новой БМК после переключения потребителей ООО «Ресурс-Энерго»



Рис. 3.58. Путь для построения пьезометрического графика участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по ул. Минская, 53

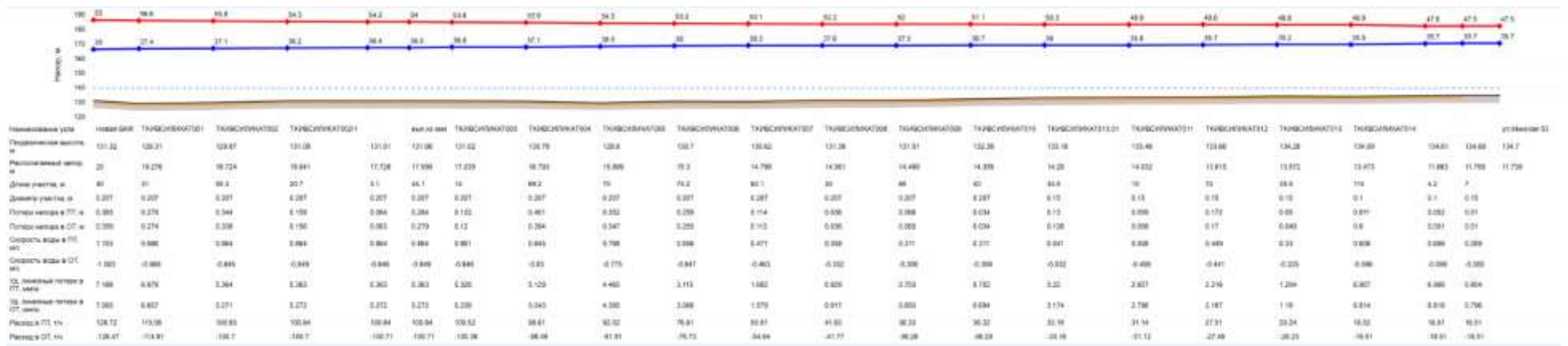


Рис. 3.59. Пьезометрический график участка тепловой сети от новой БМК до потребителя по ул. Минская, 53

В результате проведенных гидравлических расчетов построены пьезометрические графики, на которых видно плавное снижение напора в подаче, удельные линейные потери напора соответствуют нормативным, на всех трубопроводах существует резерв пропускной способности.

Капитальные вложения по сценариям развития представлены ниже.

Табл. 3.21. Сравнение сценариев реализации мероприятия - решение по оптимизации распределения нагрузок в районе котельных ООО «РесурсЭнерго» и ООО «СТС»

Краткое описание мероприятия	Сценарий 1. Переключение котельной ООО "РесурсЭнерго" на котельную ООО "СТС" (население и объекты соцсферы)	Сценарий 2. Переключение котельной ООО "РесурсЭнерго" на новую БМК (население и объекты соцсферы)
Подключенная нагрузка к источнику ТЭ, Гкал/ч	20,11	
Котельная Ресурс-Энерго	16,99	
Котельная ООО "СТС"	3,12	
Стоимость тепловой энергии от существующего источника, руб./Гкал		
Котельная ООО "СТС" до мероприятия	2 695,60	
Котельная ООО "СТС" после мероприятия	2 144,73	
Новая котельная (определена экспертно)	1818,1	
Полезный отпуск от существующего источника ТЭ, Гкал	14 873,72	
Котельная Ресурс-Энерго	10 094,12	
Котельная ООО "СТС"	4 779,60	
Ежегодные затраты на работу ИТЭ, тыс. руб.	31 236,0	31 900,1
Котельная Ресурс-Энерго		18 352,1
Котельная ООО "СТС"	31 900,1	12 883,9
Новая котельная		63 261,0
Стоимость строительства/реконструкции источника тепловой энергии, тыс. руб.	16 000,0	53 214,9
Котельная Ресурс-Энерго	16 000,0	53 214,9
Котельная ООО "СТС"		
Стоимость строительства тепловых сетей, тыс. руб.	26 077,0	0,0
	26 077,0	0,0
Итого затраты на реализацию проекта, тыс. руб.*	42 077,0*	53 214,9
Срок окупаемости инвестиций, лет	4,8	6,5

В соответствии с выше представленными результатами расчетов наиболее эффективным является сценарий 1. Ввиду того, что на момент актуализации схемы теплоснабжения источник финансирования данного мероприятия не определен, схемой теплоснабжения к реализации принимается сценарий 3 – сохранение существующей схемы теплоснабжения.

4 Расчёты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Муниципальное образование городской округ Иваново Ивановской области Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.11.2021 № 3127-р отнесен к ценовым зонам теплоснабжения и тарифы на тепловую энергию утверждаются с учетом особенностей ценообразования в ценовых зонах теплоснабжения.

Указом Губернатора Ивановской области от 28.04.2022 № 41-уг утвержден график поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, используемыми для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 15.12.2017 № 1562, в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2022-2026 годы – см. Табл. 4.1.

В соответствии с этим графиком и Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), технико-экономическими параметрами работы котельных и тепловых сетей, используемыми для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 15.12.2017 № 1562, Департаментом энергетики и тарифов Ивановской области ежегодно осуществляется установление предельного уровня цены на тепловую энергию и мощность.

Постановлением Департамента энергетики и тарифов Ивановской области от 18.11.2022 г. № 51-т/8 был установлен предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2023 год – см. Табл. 4.2.

Фактически действовавшие в 2023 году тарифы, приведены в Табл. 4.3.

Тарифы (уровень предельных цен) на 2024 год приведены в Табл. 4.4.

Табл. 4.1. График поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с Правилами в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области, на 2022 - 2026 годы

№ пп	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер системы теплоснабжения *	Доля, применяемая к индикативному предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), %					
			1 полугодие 2022 года	2 полугодие 2022 года, 1 полугодие 2023 года	2 полугодие 2023 года, 1 полугодие 2024 года	2 полугодие 2024 года, 1 полугодие 2025 года	2 полугодие 2025 года, 1 полугодие 2026 года	2 полугодие 2026 года
1	ПАО «Т ПЛЮС»	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ПАО «Т Плюс», и населения по ул. 3-я Южная, 4А)	63,3677%	70,69%	78,02%	85,35%	92,67%	100,00%
		1 (для потребителей, поставка тепловой энергии которым осуществляется с использованием тепловых сетей ПАО «Т ПЛЮС», ДО 28.12 2021 г. находившихся в эксплуатации у ЗАО «ИвТБС»)	80,9690%	84,78%	88,58%	92,39%	96,19%	100,00%
		1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (кроме населения))	73,9252%	79,14%	84,36%	89,57%	94,79%	100,00%
		1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (население по ул. Лежневская, д. 164а, 166а, ул. Московская, д. 62))	72,2081%	77,77%	83,32%	88,88%	94,44%	100,00%
		1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосервисная компания»)	71,6483%	77,32%	82,99%	88,66%	94,33%	100,00%
		1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосетьком»)	95,5359%	97,77%	100,00%			
		1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Ивановская областная типография - ИОТ»)	76,0327%	80,83%	85,62%	90,41%	95,21%	100,00%
		25 (для потребителей, имевших договорные отношения с АО «Ивхимпром» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	89,0654%	91,80%	94,53%	97,27%	100,00%	100,00%
		33 (для потребителей, имевших договорные отношения с ООО «Ресурсэнерго» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	84,5425%	87,63%	90,73%	93,82%	96,91%	100,00%

№ пп	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер системы теплоснабжения *	Доля, применяемая к индикативному предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), %					
			1 полугодие 2022 года	2 полугодие 2022 года, 1 по- лугодие 2023 года	2 полугодие 2023 года, 1 по- лугодие 2024 года	2 полугодие 2024 года, 1 по- лугодие 2025 года	2 полугодие 2025 года, 1 по- лугодие 2026 года	2 полугодие 2026 года
2	ФГБОУ ВО «Иванов- ская пожарно- спасательная акаде- мия ГПС МЧС Рос- сии»	53	71,5058%	77,20%	82,90%	88,60%	94,30%	100,00%
3	ООО «Гринбилль Тепло»	54	95,6756%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4	ООО «Тепловые си- стемы»	55 (для потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшеству- ющую дате окончания переходного периода)	84,4104%	87,53%	90,65%	93,76%	96,88%	100,00%

* Нумерация систем теплоснабжения приведена в соответствии с таблицей 45 «Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа» утверждаемой части Схемы теплоснабжения в административных границах города Иваново на период до 2035 года, утвержденной постановлением Администрации города Иваново от 29.12.2021 № 1619 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Иваново»

Табл. 4.2. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2023 год

№ п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер системы теплоснабжения *	Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)	
			с 01.12.2022 по 31.12.2023	
			руб./Гкал (без НДС)	руб./Гкал (с НДС)
1,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ПАО «Т Плюс», и население по ул. 3-я Южная, 4А)	2 146,46	2 575,75
2,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, поставка тепловой энергии которым осуществляется с использованием тепловых сетей ПАО «Т Плюс», до 28.12.2021г. находившихся в эксплуатации у ЗАО «ИвТБС»)	2 436,98	2 924,38
3,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (кроме населения))	2 320,88	2 785,06
4,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (население по ул.Лежневская, д. 164а, 166а, ул. Московская, д. 62)	2 292,27	2 750,72
5,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосервисная компания»)	2283,19	2 739,83
6,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосетьком»)	2751,16	3 301,39
7,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Ивановская областная типография - ИОТ»)	2 355,54	2 826,65
8,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	25 (для потребителей, имевших договорные отношения с АО «Ивхимпром» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 600,67	3 120,80
9,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	33 (для потребителей, имевших договорные отношения с ООО «Ресурсэнерго» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 496,13	2 995,36
10,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (от сетей), 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34 (от сетей), 35, 36, 37, 38, 39, 40,41,42,43,46,47,48,49,50,51	2 751,16	3 301,39
11,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	44 (на коллекторах котельной АО «Владгазкомпания», ул. Революционная, д. 26, корп. 1, соор. 1)	2 751,16	3 301,39
12,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	45 (от котельной АО «Владгазкомпания», мкр. Новая Ильинка)	2751,16	3 301,39
13,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	21 (на коллекторах котельной № 46 АО «ИвГТЭ»)	2 751,16	3 301,39
14,	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	34 (на коллекторах котельной ООО «СТС»)	2 751,16	3 301,39
15,	АО «ПСК»	52	2 751,16	3 301,39
16,	ФГБОУВО Ивановская пожарно- спасательная академия ГПС МЧС России	53	2 280,71	2 736,85

№ п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер системы теплоснабжения *	Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)	
			с 01.12.2022 по 31.12.2023	
			руб./Гкал (без НДС)	руб./Гкал (с НДС)
17,	ООО «Гринвилль Тепло» <*>	54	3 301,39	3 301,39
18,	ООО «Тепловые системы» <*>	55 (для потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 992,71	2 992,71
19,	ООО «Тепловые системы» <*>	55 (за исключением потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	3 301,39	3 301,39
20,	ООО «Квартал»<*>	56	3 301,39	3 301,39

<*> Нумерация систем теплоснабжения приведена в соответствии с таблицей 60 «Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа утверждаемой части Схемы теплоснабжения в административных границах города Иваново на период до 2035 года, утвержденной постановлением администрации города Иванова от 20.09.2022 № 1402 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Иванова».

<*> Организация применяет упрощенную систему налогообложения.

Табл. 4.3. Информация об утвержденных ценах (тарифах) на тепловую энергию и на услуги по передаче тепловой энергии для потребителей г. Иваново на 2023 год

Наименование организации, месторасположение источника тепловой энергии, вид тарифа	ИНН	Период действия тарифа (цены)	НДС	Метод регулирования тарифов	Тариф на тепловую энергию для потребителей (без НДС)			Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)			Реквизиты постановления Департамента энергетики и тарифов Ивановской области, которым утвержден тариф (цена)
					Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	
ПАО "Т Плюс" (на территории Ивановской области)	6315376946										
на коллекторах ТЭЦ-2, ТЭЦ-3	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС	Индексация	1 005,88	1 112,76	110,6	-	-	-	от 22.11.2022 № 52-т/4
г.о. Иваново, зона деятельности ЕТО-1, новая зона теплоснабжения, в которой устанавливается предельный уровень цены на тепловую энергию, поставляемую ЕТО потребителям	6315376946										
СЦТ * №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ПАО «Т Плюс», и население по ул. 3-я Южная, 4А)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		1 185,92	1 316,37	111,0	1 423,10	1 579,64	111,0	Постановлением от 18.11.2022 № 51-т/8 Департаментом установлен предельный (максимальный) уровень цены на тепловую энергию на 2023 год. В данной таблице указана цена на тепловую энергию в рамках предельного уровня, применяемая в счетах-фактурах и квитанциях потребителям согласно "Ценовому меню ЕТО ПАО Т Плюс (г. Иваново) на 2023 год", размещенному на официальном сайте ПАО "Т Плюс" https://www.tplusgroup.ru в разделе "География - Владимирский филиал - Клиентам-Альтернативная котельная – Иваново – Информация о ценах – 2023 год" или по ссылке https://www.tplusgroup.ru/org/vladimir-clients/alternativnaja-kotel'naja/ivanovo/
СЦТ №1 (для потребителей, поставка тепловой энергии которым осуществляется с использованием тепловых сетей ПАО «Т Плюс», до 28.12.2021г. находившихся в эксплуатации у ЗАО «ИвТБС»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		1 515,33	1 682,02	111,0	1 818,40	2 018,42	111,0	
СЦТ №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (кроме населения))	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		1 383,50	1 535,69	111,0	-	-	-	
СЦТ №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (население по ул. Лежневская, д. 164а, 166а, ул. Московская, д. 62))	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	с НДС		-	-	-	1 621,64	1 800,02	111,0	
СЦТ №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосервисная компания»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		1 340,89	1 488,39	111,0	1 609,07	1 786,07	111,0	
СЦТ №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосетьком»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		1 777,56	1 973,09	111,0	-	-	-	
СЦТ №1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Ивановская областная типография – ИОТ»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		1 422,94	1 579,46	111,0	-	-	-	
СЦТ №25 (для потребителей, имевших договорные отношения с АО «Ивхимпром» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		1 666,85	1 850,20	111,0	-	-	-	
СЦТ №33 (для потребителей, имевших договорные отношения с ООО «Ресурсэнерго» на	6315376946	01.12.2022 -	без НДС		1 582,20	1 756,24	111,0	-	-	-	

Наименование организации, месторасположение источника тепловой энергии, вид тарифа	ИНН	Период действия тарифа (цены)	НДС	Метод регулирования тарифов	Тариф на тепловую энергию для потребителей (без НДС)			Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)			Реквизиты постановления Департамента энергетики и тарифов Ивановской области, которым утвержден тариф (цена)
					Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	
дату, предшествующую дате окончания переходного периода)		31.12.2023									
СЦТ №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (от сетей), 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34 (от сетей), 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 46, 47, 48, 49, 50, 51	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		1 794,17	1 955,65	109,0	2 153,00	2 346,78	109,0	
СЦТ №44 (на коллекторах котельной АО «Владгазкомпания», ул. Революционная, д. 26, корп. 1, соор. 1)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		2 027,64	2 210,13	109,0	2 433,17	2 652,16	109,0	
СЦТ №45 (от котельной АО «Владгазкомпания», мкр. Новая Ильинка)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС		2 083,33	2 270,83	109,0	2 500,00	2 725,00	109,0	
СЦТ №21 (на коллекторах котельной № 46 АО «ИвГТЭ»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		1 998,29	2 218,10	111,0	-	-	-	
СЦТ №34 (на коллекторах котельной ООО «СТС»)	6315376946	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС		2 235,84	2 481,78	111,0	-	-	-	
АО «ИвГТЭ»	3702733438										с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
с коллекторов котельных	3702733438				-	-	-	-	-	-	
услуги по передаче тепловой энергии	3702733438				-	-	-	-	-	-	
услуги по передаче тепловой энергии (в части передачи тепловой энергии с использованием тепловых сетей по концессионному соглашению)	3702733438	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС	Индексация	441,85	583,86	132,1	-	-	-	от 22.11.2022 № 52-т/1
АО «Ивановоглавснаб»	3728000065				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «Ивхимпром»	3731001968				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «Водоканал» (котельная №21)	3702597104				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
До 2023 г. ООО «Альфа» с 2023 г. ООО «Новая сетевая компания» (котельная на ул. Революционная)	7722445731				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «Жупол», услуги по передаче тепловой энергии	3704005593				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
Северная Дирекция по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО «РЖД», ст. Иваново-Сортировочная	7708503727				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «Теплоснаб-2010»	3702630143				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1

Наименование организации, месторасположение источника тепловой энергии, вид тарифа	ИНН	Период действия тарифа (цены)	НДС	Метод регулирования тарифов	Тариф на тепловую энергию для потребителей (без НДС)			Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)			Реквизиты постановления Департамента энергетики и тарифов Ивановской области, которым утвержден тариф (цена)
					Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	
ООО «ТДЛ Энерго»	3702005291				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «Владгазкомпания»	3302003469				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
м-н Новая Ильинка	3302003469				-	-	-	-	-	-	
ул. Революционная, д.26, корпус 1, сооружение 1	3302003469				-	-	-	-	-	-	
котельная ИСК											
ООО «РесурсЭнерго»	3702207918				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «Железобетон»	3731011645				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	7729314745				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
от котельных №№ 10, 11, 33	7729314745				-	-	-	-	-	-	
на коллекторах котельной №42 м. Балино для потребителей г. Иваново	7729314745				-	-	-	-	-	-	
ООО «Энергосервисная компания», услуги по передаче тепловой энергии	3702542673				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «Альянс-Профи»	3702552872				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «ИЭК -1»	3702124764				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «ИСМА»	3702088266				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
МП «ГООЦ»	3728001044				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
АО «Газпромнефть-Терминал»	5406807595				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
В эксплуатации у ПАО Т Плюс с 11.2023	7722093367				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ЗАО «УП ЖКХ»	3702070170				-	-	-	-	-	-	
индексация услуги по передаче тепловой энергии		01.01.2023 - 31.12.2023	НДС не облагается		1 066,31	1 066,31	100,0	-	-	-	от 16.12.2022 № 63-т/1
ООО «ТЭС»	3702684131				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
для потребителей котельной (на коллекторах)	3702684131				-	-	-	-	-	-	
услуги по передаче тепловой энергии от ПАО «Т Плюс»	3702684131				-	-	-	-	-	-	
ФГБОУ ИГЭУ	3731000308				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «Ивановская областная типография-ИОТ», услуги по передаче тепловой энергии	3702161727				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ПАО «Россети Центр и Приволжье» (филиал «Ивэнерго»)	5260200603				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1

Наименование организации, месторасположение источника тепловой энергии, вид тарифа	ИНН	Период действия тарифа (цены)	НДС	Метод регулирования тарифов	Тариф на тепловую энергию для потребителей (без НДС)			Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)			Реквизиты постановления Департамента энергетики и тарифов Ивановской области, которым утвержден тариф (цена)
					Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	
котельная в г. Иванове, на ул.Суздальская, д. 36	5260200603				-	-	-	-	-	-	
электростанция в Иванове на ПС «Ивановская -1»	5260200603				-	-	-	-	-	-	
ООО «Энергосетьком», услуги по передаче тепловой энергии	3702083638				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «Август Т», НДС не облагается	3328446507				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
котельная на ул. Дюковская, д. 25, строение 1	3328446507				-	-	-	-	-	-	
котельная на ул. Кузнецова, д. 67Б	3328446507				-	-	-	-	-	-	
котельная на мкр. Видный	3328446507				-	-	-	-	-	-	с 01.06.2022 - цена по соглашению с ЕТО-1
ООО «СТС»	3702714668				-	-	-	-	-	-	
на коллекторах для потребителей	3702714668				-	-	-	-	-	-	
АО «ПСК» (ЕТО-2)	3729007313	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС	Индексация	1 842,10	2 044,73	111,0	-	-	-	Постановлением от 18.11.2022 № 51-т/8 Департаментом установлен предельный (максимальный) уровень цены на тепловую энергию на 2023 год. В данной таблице указана цена на тепловую энергию в рамках предельного уровня, применяемая в счетах-фактурах потребителям согласно "Ценовому меню ООО "ПСК", размещенному на официальном сайте https://www.aopsk.ru в разделе "Главная - Производство тепловой энергии" или по ссылке https://www.aopsk.ru/proizvodstvo-teplovoy-energii)
ФГБОУ ВО Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России (ЕТО-3)	3702050590	01.12.2022 - 31.12.2023	без НДС / с НДС	Индексация	1 337,94	временно нет данных		1 605,53	временно нет данных		Числовое значение Департаментом не устанавливается, ожидается ценовое меню на 2023 год от ЕТО
ООО «Новая сетевая компания» (ЕТО-4)	3702242422	01.12.2022 - 31.12.2023	НДС не облагается	ЭОТ	2 149,52	временно нет данных		2 149,52	временно нет данных		
ЗАО «НТК» (поставщик в зоне ЕТО-5)	3702053009	01.12.2022 - 31.12.2023	НДС не облагается	Индексация	-	-	-	-	-	-	с 01.12.2022 - цена по соглашению с ЕТО-5
ООО «Тепловые системы»(ЕТО-5)	3702504406										Постановлением от 18.11.2022 № 51-т/8 Департаментом установлен предельный (максимальный) уровень цены на тепловую энергию на 2023 год. В данной таблице указана цена на тепловую энергию в рамках предельного уровня, применяемая в
для потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода	3702504406	01.12.2022 - 31.12.2023	НДС не облагается	Индексация	1 945,99	2 160,05	111,0	-	-	-	
для потребителей, за исключением потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате оконча-	3702504406	01.12.2022 - 31.12.2023	НДС не облагается	Индексация	2 920,22	3 241,44	111,0	-	-	-	

Наименование организации, месторасположение источника тепловой энергии, вид тарифа	ИНН	Период действия тарифа (цены)	НДС	Метод регулирования тарифов	Тариф на тепловую энергию для потребителей (без НДС)			Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)			Реквизиты постановления Департамента энергетики и тарифов Ивановской области, которым утвержден тариф (цена)
					Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	Тариф на 30.11.2022, руб./Гкал	Тариф на 2023 год, руб./Гкал **	Рост, %	
ния переходного периода											счетах-фактурах потребителям согласно "Ценовому меню ООО "Тепловые системы", размещенному на официальном сайте Администрации города Иванова https://ivgoradm.ru/mainPage в разделе "Администрация - Подразделения - Управление жилищно-коммунального хозяйства - Полезная информация - Схема теплоснабжения города Иванова" или по ссылке https://ivgoradm.ru/ugkh/proektteplosnab.htm)
ООО «Квартал» (ЕТО-6)	3702184643	01.12.2022 - 31.12.2023	НДС не облагается	Индексация	3 112,18	3 301,39	106,1	-	-	-	от 18.11.2022 № 51-т/8

Табл. 4.4. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в ценовой зоне теплоснабжения - муниципальном образовании городской округ Иваново Ивановской области на 2024 год

№ п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации <*>	Номер системы теплоснабжения<*>	Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)			
			с 01.01.2024 по 30.06.2024		с 01.07.2024 по 31.12.2024	
			руб./Гкал (без НДС)	руб./Гкал (с НДС)	руб./Гкал (без НДС)	руб./Гкал (с НДС)
1	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ПАО «Т Плюс», и население по ул. 3-я Южная, 4А)	2 146,46	2 575,75	2 394,02	2 872,82
2	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, поставка тепловой энергии которым осуществляется с использованием тепловых сетей ПАО «Т Плюс», до 28.12.2021 г. находившихся в эксплуатации у ЗАО «ИвТБС»)	2 436,98	2 924,38	2 591,49	3 109,79
3	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (кроме населения)	2 320,88	2 785,06	2 512,39	3 014,87
4	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «ТЭС» (население по ул. Лежневская, д. 164а, 166а, ул.Московская, д. 62)	2 292,27	2 750,72	2 493,04	2 991,65
5	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосервисная компания»)	2 283,19	2 739,83	2 486,87	2 984,24
6	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Энергосетьком»)	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
7	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1 (для потребителей, подключенных к тепловым сетям ООО «Ивановская областная типография - ИОТ»)	2 355,54	2 826,65	2 535,96	3 043,15
8	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	25 (для потребителей, имевших договорные отношения с АО «Ивхимпром» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 600,67	3 120,80	2 728,37	3 274,04
9	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	33 (для потребителей, имевших договорные отношения с ООО «Ресурсэнерго» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 496,13	2 995,36	2 631,60	3 157,92
10	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	1,2,3,4,5,6, 7,8,9, 10, 11, 12, 13 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 (от сетей), 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28,29,30,31,32,33,34(от сетей), 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42,43,46,47,48,49,50,51,57	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
11	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	44 (на коллекторах котельной АО «Владгазкомпания», ул. Революционная, д. 26, корп. 1, соор. 1)	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
12	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	45 (от котельной АО «Владгазкомпания», мкр. Новая Ильинка)	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
13	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	21 (на коллекторах котельной № 46 АО «ИвГТЭ»)	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94

№ п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер системы теплоснабжения<*>	Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)			
14	ПАО «Т Плюс» (филиал «Владимирский»)	34 (на коллекторах котельной ООО «СТС»)	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
15	АО «ПСК»	52	2 751,16	3 301,39	2 804,95	3 365,94
16	ФГБОУВО Ивановская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России	53	2 280,71	2 736,85	2 485,19	2 982,23
17	ООО «НСК»<*>	54	3 301,39	3 301,39	3 365,94	3 365,94
18	ООО «Тепловые системы» <*>	55 (для потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	2 992,71	2 992,71	3 155,91	3 155,91
19	ООО «Тепловые системы»<*>	55 (за исключением потребителей, имевших договорные отношения с ЗАО «НТК» на дату, предшествующую дате окончания переходного периода)	3 301,39	3 301,39	3 365,94	3 365,94
20	ООО «Квартал»<*>	56	3 301,39	3 301,39	3 365,94	3 365,94

* -Нумерация систем теплоснабжения приведена в соответствии с таблицей 45 «Реестр существующих изолированных систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа» утверждаемой части Схемы теплоснабжения в административных границах города Иваново на период до 2035 года, утвержденной постановлением Администрации города Иваново от 29.12.2021 № 1619 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Иваново».