

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО**

**ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА**

**ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ**

**ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО**

**ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА**

## СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 г. (актуализация на 2016 год)	30401.СТ-ПСТ.000.000.
<b>Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения</b>	
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Энергоисточники города	30401.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Тепловые сети города	30401.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Тепловые нагрузки потребителей города	30401.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Данные для анализа фактического теплопотребления	30401.ОМ-ПСТ.001.004.
Приложение 5. Данные по температурам наружного воздуха. Температурные графики	30401.ОМ-ПСТ.001.005.
Приложение 6. Данные для анализа гидравлических и температурных режимов отпуска тепла	30401.ОМ-ПСТ.001.006.
Приложение 7. Повреждаемость трубопроводов. Исходные данные	30401.ОМ-ПСТ.001.007.
Приложение 8. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.001.008.
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.002.000.
Приложение 1. Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления	30401.ОМ-ПСТ.002.001.
Приложение 2. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.002.002.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения города	30401.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя (ИГС «ТеплоГраф»)	30401.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство оператора (ИГС «ТеплоГраф»)	30401.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Характеристика участков тепловых сетей	30401.ОМ-ПСТ.003.003.
Приложение 4. Результаты гидравлических расчетов по состоянию базового периода разработки схемы теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.003.004.
Приложение 5. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.003.005.
Приложение 6. Альбом тепловых камер	30401.ОМ-ПСТ.003.006.
Приложение 7. Альбом насосных станций и ЦТП	30401.ОМ-ПСТ.003.007.

Наименование документа	Шифр
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	30401.ОМ-ПСТ.004.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения в существующих зонах действия источников тепловой энергии)	30401.ОМ-ПСТ.004.001.
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	30401.ОМ-ПСТ.005.000.
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	30401.ОМ-ПСТ.006.000.
Приложение 1. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.006.001.
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	30401.ОМ-ПСТ.007.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения)	30401.ОМ-ПСТ.007.001.
Приложение 2. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.007.002.
Глава 8. Перспективные топливные балансы	30401.ОМ-ПСТ.008.000.
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.009.000.
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	30401.ОМ-ПСТ.010.000.
Глава 11. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	30401.ОМ-ПСТ.011.000.
Приложение 1. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.011.001.
Глава 12. Мастер-план разработки схемы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 года	30401.ОМ-ПСТ.012.000.
Глава 13. Реестр проектов схемы теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.013.000.

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения .....	13
2. Задачи мастер-плана .....	14
2.1. Общие положения .....	14
2.2. Варианты, включенные в мастер-план.....	17
3. Сценарии и варианты развития систем централизованного теплоснабжения петропавловск-Камчатского городского округа .....	28
3.1. Критерии выбора централизованного и индивидуального теплоснабжения перспективной жилой застройки .....	28
3.2. Развитие систем теплоснабжения в части базовых энергоисточников - ТЭЦ .....	29
3.2.1. Общие положения .....	29
3.2.2. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии сохранения существующей конфигурации СЦТ .....	35
3.2.3. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 2 без строительства перемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 .....	64
3.2.4. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 3 без строительства перемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 .....	75
3.2.5. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 4 со строительством перемычки между ТМ-2 ТЭЦ-1 и ТМ- 3 ТЭЦ-2 .....	86
3.2.6. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 5 со строительством перемычки между ТМ-2 ТЭЦ-1 и ТМ- 3 ТЭЦ-2 .....	99
3.2.7. Выводы по итогам анализа вариантов.....	103
3.3. Развитие систем теплоснабжения в части новой газовой котельной №1 филиала «Коммунальная энергетика» ПАО «Камчатскэнерго» .....	107
3.3.1. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии сохранения существующей конфигурации СЦТ, сценарий 1 .....	107
3.3.2. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии переключения на неё тепловой нагрузки котельных по сценарию 2.....	131
3.3.3. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии переключения на неё тепловой нагрузки котельных по сценарию 3.....	146
3.3.4. Выводы по итогам реализации вариантов развития в части СЦТ от котельной №1	163
3.4. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой	

нагрузки удаленных от существующих источников теплоснабжения районов перспективной застройки .....	168
3.4.1. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой нагрузки пос. Дальний .....	168
3.4.2. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой нагрузки Восточного планировочного района города .....	171
3.5. Развитие СЦТ от котельных филиала «Коммунальная энергетика» ПАО «Камчатскэнерго» .....	173
3.6. Развитие СЦТ от котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» .....	175
3.7. Развитие СЦТ от котельных МУП «УМиТ» .....	177
3.8. Развитие СЦТ от котельных ООО «Русский двор» .....	178
3.9. Развитие СЦТ от прочих котельных городского округа, не участвующих в теплоснабжении ЖКС .....	182
3.10. Развитие СЦТ от возобновляемых источников тепловой энергии .....	183
3.11. Развитие систем теплоснабжения в зонах с возможностью альтернативного (децентрализованного) обеспечения теплоснабжением .....	194
4. Предлагаемый к реализации вариант развития СЦТ Петропавловск-Камчатского городского округа .....	195
4.1. Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии .....	196
4.2. Реконструкция существующих источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии .....	196
4.3. Реконструкция существующих котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок .....	197
4.4. Реконструкция или ликвидация котельных с целью переключения потребителей на обслуживание от энергоисточников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ) .....	197
4.5. Реконструкция котельных с увеличением установленной тепловой мощности с целью подключения планируемых к строительству перспективных абонентов .....	198
4.6. Реконструкция котельных с целью увеличения их зоны действия за счет переключения на них нагрузки других котельных .....	199
4.7. Вывод из эксплуатации или реконструкция котельных при передаче их тепловой нагрузки на другие теплоисточники .....	200
4.8. Техническое перевооружение котельных с заменой основного и вспомогательного оборудования с целью повышения эффективности выработки тепловой энергии .....	201
4.9. Реконструкция промышленных котельных .....	202
4.10. Перевод котельных в пиковый режим работы с ТЭЦ .....	202
4.11. Строительство новых энергоисточников .....	202

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 – Договорные и фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» на 01.12.2015 года.....	36
Таблица 3.2 – Изменение тепловых нагрузок по ТЭЦ и котельным №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» за расчетный период по пятилеткам.....	36
Таблица 3.3 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» на начало 2030 года.....	37
Таблица 3.4 – Новые участки тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки, сценарий 1 .....	39
Таблица 3.5 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по первому сценарию.....	47
Таблица 3.6 – Новые ЦТП, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок....	61
Таблица 3.7 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1 .....	62
Таблица 3.8 – Мероприятия по продлению паркового ресурса турбоагрегатов .....	63
Таблица 3.9 – Мероприятия по проведению капитальных ремонтов турбоагрегатов .....	63
Таблица 3.10 – Прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ по второму сценарию по состоянию на конец 2029 года.....	64
Таблица 3.11 – новая прокладка тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по второму сценарию.....	70
Таблица 3.12 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по второму сценарию .....	72
Таблица 3.13 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных по третьему сценарию на конец 2029 года .....	77
Таблица 3.14 – Новое строительство тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по третьему сценарию .....	78
Таблица 3.15 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по третьему сценарию .....	79
Таблица 3.16 – Прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ по четвертому сценарию на конец 2029 года.....	90
Таблица 3.17 – Перемычка между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 .....	92
Таблица 3.18 – Новое строительство тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по четвертому сценарию .....	93

Таблица 3.19 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по четвертому сценарию .....	95
Таблица 3.20 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ по пятому сценарию на конец 2029 года.....	99
Таблица 3.21 - Сводные данные капитальных затрат по сценариям развития СЦТ ТЭЦ.....	103
Таблица 3.22 – Расчет прибыли от реализации мероприятий по каждому сценарию развития СЦТ ТЭЦ .....	104
Таблица 3.23 – Простые сроки окупаемости по сценариям развития СЦТ ТЭЦ....	106
Таблица 3.24 – Договорные и фактические тепловые нагрузки котельных ПАО «Камчатскэнерго» .....	108
Таблица 3.25 – Приросты тепловых нагрузок на котельных ПАО «Камчатскэнерго» .....	108
Таблица 3.26 – Строительство новых участков тепловых сетей в первом сценарии развития СЦТ котельной №1 .....	111
Таблица 3.27 – Реконструкция с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей в первом сценарии развития СЦТ котельной №1 .....	113
Таблица 3.28 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1.....	131
Таблица 3.29 – Прогнозируемые тепловые нагрузки по второму сценарию развития зоны СЦТ котельной №1 на конец 2029 года .....	132
Таблица 3.30 – Перекладка с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей во втором сценарии развития СЦТ котельной №1 .....	139
Таблица 3.31 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1.....	146
Таблица 3.32 – Прогнозируемые тепловые нагрузки по третьему сценарию развития зоны СЦТ котельной №1 на конец 2029 года.....	148
Таблица 3.33 – Перекладка с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей в третьем сценарии развития СЦТ котельной №1 .....	154
Таблица 3.34 - Сводные данные капитальных затрат по сценариям развития СЦТ котельной №1 .....	164
Таблица 3.35 – Доходность от реализации продукции по сценариям развития СЦТ котельной №1 .....	165
Таблица 3.36 – Прибыль от реализации продукции по сценариям развития СЦТ котельной №1 .....	165

Таблица 3.37 – Простые сроки окупаемости капиталовложения на реализацию сценариев развития СЦТ котельной №1 .....	166
Таблица 3.38 – Участки тепловых сетей перемены между тепловыми сетями ТЭЦ-2 и котельной №1 .....	166
Таблица 3.39 – Сравнение сценариев теплоснабжения перспективной застройки в районе п. Дальний .....	171
Таблица 3.40 – Сравнение сценариев теплоснабжения перспективной застройки в Восточном планировочном районе .....	173
Таблица 3.41 – Предложения по развитию СЦТ котельных ПАО «Камчатскэнерго» .....	174
Таблица 3.42 – Предложения по развитию СЦТ котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» .....	176
Таблица 3.43 – Предложения по развитию СЦТ котельных МУП «УМиТ» .....	177
Таблица 3.44 – Расчет простых сроков окупаемости капиталовложений различных для всех сценариев .....	182
Таблица 3.45 – Техничко-экономические показатели работы систем централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО .....	190
Таблица 4.1 – Котельные, для которых предусматривается переключение потребителей на обслуживание от ТЭЦ .....	198
Таблица 4.2 – Котельные, для которых планируется переключение потребителей на обслуживание от котельной №1 .....	200
Таблица 4.3 – Котельные, предлагаемые к реконструкции по срокам службы основного оборудования .....	201



## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2.1 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 1) .....	20
Рисунок 2.2 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 2) .....	21
Рисунок 2.3 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 3) .....	22
Рисунок 2.4 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 4) .....	23
Рисунок 2.5 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 5) .....	24
Рисунок 2.6 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 6) .....	25
Рисунок 2.7 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 7) .....	26
Рисунок 2.8 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 8) .....	27
Рисунок 3.1 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 3, 32 и 34.....	32
Рисунок 3.2 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 44, 45, 46, 50 и 62 ..	33
Рисунок 3.3 – Зоны действия ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.....	34
Рисунок 3.4 – Путь от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019.....	49
Рисунок 3.5 – Пьезометрический график по пути от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019 без переключений.....	50
Рисунок 3.6 – Пьезометрический график по пути от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019 с переключением.....	51
Рисунок 3.7 – Путь от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025.....	52
Рисунок 3.8 – Пьезометрический график по пути от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025 без переключений.....	53
Рисунок 3.9 – Пьезометрический график по пути от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025 с переключением .....	54
Рисунок 3.10 – Путь от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018.....	55
Рисунок 3.11 – Пьезометрический график по пути от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018 без переключений.....	56
Рисунок 3.12 – Пьезометрический график по пути от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018 с переключением .....	57
Рисунок 3.13 – Путь от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 .....	58
Рисунок 3.14 – Пьезометрический график по пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 без переключений .....	59
Рисунок 3.15 – Пьезометрический график по пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 с переключением .....	60
Рисунок 3.16 – Подключение на ТЭЦ-2 перспективной зоны застройки 4.1 .....	62
Рисунок 3.17 – Зоны действия ТЭЦ во втором сценарии.....	65
Рисунок 3.18 – Переключение потребителей котельной №46 на ТЭЦ-2.....	67
Рисунок 3.19 – Переключение потребителей котельных №№ 40, 44, 50, 62 и 45 на ТЭЦ-2 .....	68
Рисунок 3.20 – Переключение потребителей котельных №№ 7, 32 и 34 на ТЭЦ-2 .....	69

Рисунок 3.21 – Зоны действия ТЭЦ в третьем сценарии .....	76
Рисунок 3.22 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 без переключений.....	82
Рисунок 3.23 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 с переключением.....	83
Рисунок 3.24 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 с переключением и ПНС.....	84
Рисунок 3.25 – Место установки ПНС в сценарии 3 .....	85
Рисунок 3.26 – Зоны действия ТЭЦ в четвертом сценарии .....	87
Рисунок 3.27 – Переключение потребителей котельных №№ 40, 44, 50, 62 и 45 на ТЭЦ-2 .....	89
Рисунок 3.28 – Переключение потребителей котельных №№7, 32 и 34 на ТЭЦ-2 .....	90
Рисунок 3.29 – Переключатель между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.....	92
Рисунок 3.30 – Зоны действия ТЭЦ в пятом сценарии.....	100
Рисунок 3.31 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» вблизи зоны действия котельной №1 «11км.» .....	109
Рисунок 3.32 – Территории планируемой перспективной застройки в зонах действия котельных №№1, 2, 3, 37, 43 и 52 ПАО «Камчатскэнерго» .....	110
Рисунок 3.33 – Путь от котельной №1 до ЦТП-109.....	115
Рисунок 3.34 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без переключений.....	116
Рисунок 3.35 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с переключением.....	117
Рисунок 3.36 – Путь от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018.....	118
Рисунок 3.37 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018 без переключений.....	119
Рисунок 3.38 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018 с переключением .....	120
Рисунок 3.39 – Путь от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026.....	121
Рисунок 3.40 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026 без переключений.....	122
Рисунок 3.41 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026 с переключением .....	123
Рисунок 3.42 – Путь от котельной №3 до ЦТП «Моховая» .....	124
Рисунок 3.43 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №3 до ЦТП «Моховая» без переключений.....	125
Рисунок 3.44 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №3 до ЦТП «Моховая» с переключением .....	126
Рисунок 3.45 – Путь от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 в зоне действия	

котельной №3 .....	127
Рисунок 3.46 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 без перекладок .....	128
Рисунок 3.47 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 с перекладками.....	129
Рисунок 3.48 – Новое ЦТП-110 кв. для зоны планируемой перспективной застройки.....	130
Рисунок 3.49 – Расширение зоны действия котельной №1 по сценарию 2 .....	132
Рисунок 3.50 – Новый участок тепловой сети для переключения потребителей котельной №2 на котельную №1 .....	134
Рисунок 3.51 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки котельной №2 на котельную №1 .....	136
Рисунок 3.52 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-108.....	137
Рисунок 3.53 – Путь от котельной №1 до ЦТП-109.....	140
Рисунок 3.54 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без перекладок, сценарий 2 .....	141
Рисунок 3.55 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с перекладками, сценарий 2.....	142
Рисунок 3.56 – Путь от котельной №1 до ЦТП-115А, сценарий 2 .....	143
Рисунок 3.57 – Пьезометрический график по пути от котельной №1 до ЦТП-115А, сценарий 2.....	144
Рисунок 3.58 – Часть потребителей котельной №3 после ПНС .....	147
Рисунок 3.59 – Расширение зоны действия котельной №1 по сценарию 3 .....	147
Рисунок 3.60 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-109.....	150
Рисунок 3.61 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №52 на котельную №1, сценарий 3.....	151
Рисунок 3.62 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №43 на котельную №1, сценарий 3.....	152
Рисунок 3.63 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №37 на котельную №1, сценарий 3.....	153
Рисунок 3.64 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без перекладок сценарий 3 .....	156
Рисунок 3.65 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с перекладками, сценарий 3.....	157
Рисунок 3.66 – Путь от котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер», сценарий 3....	158
Рисунок 3.67 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» без перекладок сценарий 3 .....	159

Рисунок 3.68 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» с перекладками, сценарий 3.....	160
Рисунок 3.69 – Перемычка между тепловыми сетями котельной №1 и ТЭЦ-2 .....	167
Рисунок 3.70 – Зона перспективной застройки 4.6.....	169
Рисунок 3.71 – Теплоснабжение зоны перспективной застройки 4.6 от котельной №56 ПАО «Камчатскэнерго» .....	170
Рисунок 3.72 – Перспективная застройка в Восточном планировочном районе .....	172
Рисунок 3.73. – Зоны действия и расположение котельных филиала «Локальные котельные» ПАО «Камчатскэнерго» .....	174
Рисунок 3.74. – Зоны действия и расположение котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» .....	176
Рисунок 3.75. – Зоны действия и расположение котельных МУП «УМиТ» .....	177
Рисунок 3.76 – Зоны действия котельных ООО «Русский двор» .....	178
Рисунок 3.77 – Котельная ООО «Русский двор» №2.....	179
Рисунок 3.78 – Зона планируемой перспективной застройки жилого комплекса в районе ул. Топоркова .....	180
Рисунок 3.79 – Новые участки тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных ООО «Русский двор» на ТЭЦ-2.....	181
Рисунок 3.80 – Возможное место строительства ГеоТЭС .....	185
Рисунок 3.81 – Вариант №2 вывода тепловой мощности от Авачинской ГеоТЭС.....	187

## **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г.) и Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (совместный приказ Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012 г.) для формирования нескольких вариантов развития систем теплоснабжения города, из которых будет отобран рекомендуемый вариант развития систем теплоснабжения.

## **2. ЗАДАЧИ МАСТЕР-ПЛАНА**

### **2.1. Общие положения**

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

При формировании мастер-плана разработки схемы теплоснабжения учтены следующие документы:

- Федеральный закон «О теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г.;
- Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» №416-ФЗ от 07.12.2011 г. (а также Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»» №417-ФЗ от 07.12.2011 г.);
- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 августа 2014 года №495;
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренная распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008 г. №215-р;
- Схема территориального планирования Российской Федерации (Материалы по обоснованию схемы территориального планирования), утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.11.2013 г. №2084-р;
- Инвестиционная программа ПАО «Камчатскэнерго» на 2015-2017 гг., утвержденная постановлением Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края от 15.08.2014 г. №240;
- сведения о планах по развитию теплоснабжающих организаций города, предоставленные в ответ на соответствующие запросы в целях разработки (актуализации) схемы теплоснабжения ПКГО.

В основу разработки вариантов, включаемых в мастер-план, положены следующие основные предпосылки:

- Развитие систем теплоснабжения в соответствии с общими принципами организации отношений и критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения, установленными законодательством;
- Проблемы в системах теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа, выявленные при анализе существующего состояния (Глава 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения);
- Проблемы развития системы теплоснабжения города Петропавловск-Камчатского городского округа, определенные при выполнении предварительных расчетов перспективного состояния системы;
- Изменение зон действия существующих и проектируемых источников тепловой энергии (мощности) с целью обеспечения спроса на тепловую мощность существующих и перспективных потребителей тепловой энергии с обеспечением требований ФЗ-190 «О теплоснабжении».

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплопотребления. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и текущей и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

Варианты мастер-плана формируют базу для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для различных вариантов состава энергоисточников, обеспечивающих перспективные балансы спроса на тепловую мощность. После разработки проектных предложений для каждого из вариантов мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и, затем, оценка эффективности финансовых затрат.

Выбор рекомендуемого варианта развития систем теплоснабжения осуществляется с учетом принципов и критериев, установленных ФЗ-190 «О теплоснабжении».

В соответствии с ч. 1 ст. 3 ФЗ-190 «О теплоснабжении» общими принципами организации отношений в сфере теплоснабжения являются:

1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В соответствии с ч.8 ст. 23 ФЗ-190 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

1) обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;

2) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;

3) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии



с учетом экономической обоснованности;

4) учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Дополнительно рассмотрены варианты развития систем теплоснабжения городского округа с учетом внесенных постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г. изменений в Требования к схемам теплоснабжения.

Для расчета эффективности оценены капиталовложения для реализации каждого варианта в ценах 2015 года без учета НДС. Капиталовложения в Мастер-Плане полностью могут не совпадать с капиталовложениями, представленными в Главах 6 и 7 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения ПК ГО, т.к. капиталовложения представлены оценочно без учета некоторых мероприятий.

## **2.2. Варианты, включенные в мастер-план**

Структура рассмотренных при разработке (актуализации) схемы теплоснабжения вариантов развития систем теплоснабжения в границах Петропавловск-Камчатского городского округа включает в себя:

- рассмотрение вариантов по реконструкции основного оборудования источников тепловой энергии городского округа;
- рассмотрение сценариев в части перераспределения зон действия базовых энергоисточников - источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии;
- рассмотрение предложений в части развития систем теплоснабжения от единственной, на базовый год, газовой котельной №1 филиала «Коммунальная энергетика» ПАО «Камчатскэнерго», в том числе различных вариантов укрупнения зоны действия котельной

посредством переключения на неё потребителей от различных котельных со смежными зонами действия;

- рассмотрение возможных вариантов переключения тепловых нагрузок котельных города на ТЭЦ с целью увеличения комбинированной выработки электроэнергии на базе отпуска тепла;
- рассмотрение различных вариантов обеспечения теплоснабжением территорий перспективной застройки, удаленных от существующих СЦТ города, в том числе – территорий с низкоплотной перспективной тепловой нагрузкой;
- анализ целесообразности использования возобновляемых источников энергии для теплоснабжения города;
- рассмотрение различных сценариев использования природного газа в качестве основного топлива для энергоисточников города, в том числе различных вариантов перевода котельных на природный газ, а также обеспечения теплоснабжением микрорайонов перспективной застройки.

Исходя из выше предложенной структуры разработка сценариев и вариантов развития СЦТ городского округа выполнена следующим образом: по каждому из указанных направлений выполнены необходимые технико-экономические и гидравлические расчеты, определены оптимальные варианты. На базе выбранных вариантов (подвариантов) развития сформирован рекомендованный сценарий развития СЦТ Петропавловск-Камчатского городского округа.

Все рассмотренные варианты предусматривали учет требований Федерального закона №416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части запрета эксплуатации с 01.01.2022 г. «открытых» систем горячего водоснабжения.

Значительным фактором, влияющим на принятие решение о формировании предложений по рассмотрению сценариев и вариантов развития СЦТ городского округа, являлась ситуация с возможными перспективами использования природного газа в качестве основного топлива для энергоисточников ПКГО. В частности, был рассмотрен Протокол совещания по вопросу исполнения поручения Президента Российской Федерации от 22 сентября 2007 г. № Пр-1680 и решения совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.А. Зубкова от 21 сентября 2007 года № ВЗ-П11-2пр., прошедшего в г. Петропавловск-Камчатский 26 января 2015 г. (указанный документ размещен на интернет-сайте Регионального

центра развития энергетики и энергосбережения Камчатского края по адресу <http://www.rcree.ru/novosti/protokol-soveschaniya-po-voprosu-ispolne.html>).

Сканированная копия указанного протокола представлена ниже, на рисунках 2.1. – 2.8. Наиболее важной для целей актуализации схемы теплоснабжения является информация, приведенная в протоколе на основе выступления К.В. Степового – генерального директора ОАО «Камчатгазпром», в частности, информация о том, что поддержание добычи газа на уровне 400-420 млн. м<sup>3</sup>/год, на имеющейся ресурсной базе, возможно до 2020 года. Фактически данное ограничение означает, что для целей осуществления теплоснабжения потребителей ПКГО дальнейший перевод теплоисточников на газ не может быть предусмотрен, и газифицированными будут оставаться Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, а также вновь построенная котельная №1 (с учетом её возможного расширения до 85 Гкал/ч).

Подробное описание сценариев, вариантов и подвариантов развития систем теплоснабжения на территории Петропавловск-Камчатского городского округа приведено в разделе 3 настоящей Главы.

Для каждого сценария, варианта и подварианта выполнена оценка капитальных затрат на реализацию проектов, необходимых для выполнения условий сценария (варианта). При необходимости выполнен расчет простых сроков окупаемости от реализации проектов. Результаты выполненной оценки приведены в соответствующих подразделах раздела 3 настоящей Главы.

Полный перечень рассмотренных предложений по всем сценариям и вариантам с указанием предложений по формированию рекомендованного варианта развития СЦТ городского округа приведен в разделе 4 Мастер-плана.

ПРОТОКОЛ		4	
совещания по вопросу исполнения поручений Президента Российской Федерации от 22 сентября 2007 года № Пр-1680 и решений совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.А. Зубкова от 21 сентября 2007 года № ВЗ-П11-2пр.		Черемных Евгения Николаевна	главный специалист ОАО «Газпром»;
г. Петропавловск-Камчатский 26 января 2015 года		от дочерних организаций и предприятий ОАО «Газпром»: Степовой Константин Владимирович	генеральный директор ООО «Газпром добыча Ноябрьск», генеральный директор ОАО «Камчатгазпром»;
ПРИСУТСТВОВАЛИ:		Шперлинг Георгий Владимирович	генеральный директор ОАО «Хабаровскгаз»;
<b>От Правительства Камчатского края:</b>		Кроха Владимир Алексеевич	первый заместитель генерального директора ООО «Газпром геологоразведка»;
Илюхин Владимир Иванович	Губернатор Камчатского края;	Сторонский Николай Миронович	первый заместитель генерального директора ОАО «Газпром промгаз»;
Пахомов Сергей Александрович	Заместитель Председателя Правительства Камчатского края;	Котов Дмитрий Васильевич	директор Камчатского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»;
Прийдун Василий Иванович	Министр природных ресурсов и экологии Камчатского края;	Евсейкин Петр Анатольевич	заместитель директора филиала ООО «Газпром газомоторное топливо» в г. Томск;
Мурзинцев Виктор Юрьевич	Министр жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Камчатского края;	Харитонов Дмитрий Юрьевич	заместитель директора Представительства ОАО «Газпром» на Сахалине;
Коростелев Дмитрий Анатольевич	Министр экономического развития, предпринимательства и торговли Камчатского края;	Толмачев Владимир Николаевич	заместитель заведующего ОРЭС в СПб ОАО «Газпром промгаз»;
Тихонович Владимир Викторович	Заместитель Министра ЖКХ и энергетики Камчатского края;	Демишев Олег Евгеньевич	заместитель начальника Управления газификации и инвестиций ООО «Газпром межрегионгаз»;
<b>от ОАО «Газпром»:</b>		Кузнецов Иван Александрович	начальник производственного отдела по Сибири и Дальнему востоку ООО «Газпром инвестгазификация»;
Марков Владимир Константинович	член Правления, начальник Департамента ОАО «Газпром»;	<b>от муниципальных образований Камчатского края:</b>	
Тимошилов Виктор Петрович	заместитель начальника Департамента - начальник Управления ОАО «Газпром»;	Платонов Дмитрий Александрович	И.о. Главы администрации Петропавловск-Камчатского городского округа;
Фишер Евгения Виолорьевна	заместитель начальника Управления ОАО «Газпром»;	Васькин Владимир Геннадьевич	Глава администрации Вилочинского городского округа;
Смоляков Виктор Александрович	заместитель начальника отдела ОАО «Газпром»;		

Рисунок 2.1 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 1)

Зайцев Дмитрий Владимирович	Глава администрации Елизовского муниципального района;
Куркин Василий Иванович	Глава Собольевского муниципального района;
от Министерства обороны Григорьев Игорь Борисович	Российской Федерации; Начальник 508 отделения территориального эксплуатации и контроля за оказанием услуг Министерства обороны Российской Федерации;
от Российского геологического общества, Федерального агентства по недропользованию;	
Орлов Виктор Петрович	Президент Российского геологического общества;
Лопатин Виктор Борисович	Начальник Департамента по недропользованию по ДВФО - начальник отдела геологии и лицензирования по Камчатскому краю;
от ОАО «РАО ЭС Востока»;	
Колмогоров Владимир Владимирович	Начальник Департамента топливнообеспечения ОАО «РАО ЭС Востока»;
Кондратьев Сергей Борисович	Генеральный директор ОАО «Камчатскэнерго»;
от АНО «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов»;	
Рубахин Владимир Ильич	Общественный представитель.
1. О текущем состоянии ресурсной базы Камчатского края и планах по ее дальнейшему развитию.	
<b>ВЫСТУПИЛИ:</b> Степовой Константин Владимирович - генеральный директор ООО «Газпром добыча Ноябрьск», генеральный директор ОАО «Камчатгазпром».	
<b>ОТМЕТИЛИ:</b>	
В состав промышленной газоснабженности Камчатского края на сегодняшний день входят более 40 локальных структур, из которых 27 введены в бурение.	
К настоящему времени открыты 4 газоконденсатных месторождения: Кишукское, Нижне-Кавказское, Средне-Кункинское и Северо-Колпаковское. Планируемые геологоразведочные работы на 2015-2019 гг.:	
• Полевые работы МОГТ - 3Д в объеме 1089 км <sup>2</sup> (2015-2018 гг.);	
• Тематические работы по комплексному анализу результатов ГРП, оценке ресурсной базы и перспективам освоения перспективных объектов, техико-экономическим обоснованиям геологического изучения и освоения перспективных участков, созданию геолого-геофизических моделей и подсчету запасов по результатам проведенных работ МОГТ-3Д (2015-2018 гг.).	
Ориентировочный суммарный прирост запасов газа за счет ГРП на суше Камчатского полуострова может составить 7,5-17,5 млрд м <sup>3</sup> .	
Валовая добыча газа на месторождениях Камчатского края в 2015 году составит 465,7 млн м <sup>3</sup> в год. Максимальная поставка газа на АГРС города Петропавловск-Камчатский в 2015 году составит 420 млн м <sup>3</sup> в год.	
Проблемные вопросы по газоснабжению Камчатского края в части эксплуатации действующих месторождений и развития ресурсной базы:	
• По фактическим показателям разработки Кишукского и Нижне- Кавказского ГКМ не подтверждаются утвержденные запасы природного газа.	
• Поддержание добычи газа на уровне 400-420 млн м <sup>3</sup> в год на имеющейся ресурсной базе возможно до 2020 года. Необходимо заблаговременное проведение ГРП в Камчатском крае для обеспечения потребителей природным газом на запланированных уровнях после 2020 года;	
• Необходим ввод в эксплуатацию новых объектов добычи - Северо- Колпаковского ГКМ и II эксплуатационного объекта Кишукского ГКМ, но большая доля запасов по ним отнесена к категории С <sub>2</sub> .	
Также отметили, что дальнейшие мероприятия по удержанию и увеличению достигнутых уровней добычи требуют существенных инвестиций. Однако деятельность по газоснабжению и газификации в Камчатском крае продолжает оставаться нерентабельной.	
В текущих условиях хозяйственной деятельности при добыче газа на Камчатке не обеспечивается возмрат капитальных и эксплуатационных затрат.	
<b>РЕШИЛИ:</b>	
1.1. Считать приоритетными работы по поддержанию объемов добычи газа на Кишукском и Нижне-Кавказском месторождениях на уровне 400- 420 млн м <sup>3</sup> в год.	
<b>Срок: постоянно</b>	

Рисунок 2.2 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 2)



5

1.2. Газораспределительной организации ОАО «Газпром» при оформлении и выдаче заключений о технической возможности подачи газа (технических условий подключения) на проектируемые объекты газификации, учитывать техническую возможность подачи газа в магистральный газопровод газоконденсатными месторождениями Камчатского края.

Срок: постоянно

1.3. ОАО «Газпром промгаз» выполнить актуализацию Генеральной схемы газоснабжения и газификации Камчатского края с учетом потребления газа на уровне 420 млн м<sup>3</sup> в год.

Срок: декабрь 2015 года

1.4. ОАО «Газпром» и Правительству Камчатского края подготовить совместное обращение к Президенту Российской Федерации с предложением поручить Правительству Российской Федерации принять комплекс мер по обеспечению безубыточности добычи и транспортировки газа при реализации программы газоснабжения Камчатского края.

Срок: 31 марта 2015 года

1.5. Правительству Камчатского края продолжить работу по предоставлению преференций для организаций, осуществляющих транспортировку газа на территории Камчатского края, в целях обеспечения реализации программы газоснабжения Камчатского края.

Срок: постоянно

1.6. Продолжить работу по оценке и выкупу акций ОАО «Камчатгазпром», принадлежащих Правительству Камчатского края.

Срок: 2015 год

2. О планах проведения геологоразведочных работ на шельфе Камчатки с целью обеспечения энергетической безопасности региона. Планируемые мероприятия по освоению углеводородных месторождений и сроки их выполнения.

ВЫСТУПИЛИ: Кроха Владимир Алексеевич - Первый заместитель генерального директора ООО «Газпром геологоразведка»; Прийдун Василий Иванович - Министр природных ресурсов и экологии Камчатского края; Куркин Василий Иванович, Глава администрации Соболевского

6

муниципального района, Орлов Виктор Петрович - Президент Российского геологического общества.

#### ОТМЕТИЛИ:

ОАО «Газпром» владеет лицензией на разведку и добычу газа на Западно-Камчатском участке - лицензия ШОМ № 14710 НР зарегистрирована 22.07.2009 г. Срок действия лицензии до 01.07.2039 г.

По результатам геологоразведочных работ, проведенных ОАО «Газпром» в 2010-2014 гг. на Западно-Камчатском лицензионном участке, месторождений углеводородов не выявлено.

С целью информирования населения и общественности о намечаемой геологоразведочной деятельности ООО «Газпром геологоразведка» на территории Тигильского и Соболевского муниципальных районов Камчатского края в январе 2015 года, успешно проведены общественные слушания по оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС) при проведении сейсморазведочных работ 3Д на площади Западно-Камчатского лицензионного участка.

В настоящее время необходимо провести в первоочередном порядке сейсморазведочные работы 3Д и интерпретацию данных.

В 2015 году планируется выполнить сейсморазведочные работы 3Д на Крутогоровско-Калаваямском и Тхуклукско-Первоочередной участках.

Планируемые работы на Крутогоровско-Калаваямском участке.

2015 г. - Сейсморазведочные работы 3Д - 1400 км<sup>2</sup>.

2016 г. - Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ 3Д. Обоснование точки заложения поисково-оценочной скважины.

2017 г. - Проведение инженерно-геологических изысканий на площадке заложения поисково-оценочной скважины.

2018 г. - Проектирование поисково-оценочной скважины.

2019 - 2024 гг. - Строительство поисково-оценочных скважин.

Планируемые работы на Тхуклукско-Первоочередном участке.

2015 г. - Сейсморазведочные работы 3Д - 300 км<sup>2</sup>.

2016 г. - Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ 3Д.

2017 г. - Обоснование точки заложения поисково-оценочной скважины.

2018 г. - Проведение инженерно-геологических изысканий на площадке заложения поисково-оценочной скважины.

2019 г. - Проектирование поисково-оценочной скважины.

2020 - 2024 гг. - Строительство поисково-оценочных скважин.

Рисунок 2.3 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 3)

7

РЕШИЛИ:

2.1. ООО «Газпром геологоразведка» по результатам запланированных сейсморазведочных работ подготовить предложения о строительстве поисковых скважин на Крутогорском, Калаваямском или Кунжикском поднятиях.

Срок: 2015 год

2.2. В связи с недостаточностью ресурсной базы рекомендовать ОАО «Газпром» продолжить работы по проведению масштабных геологоразведочных работ на суше и шельфе Западной Камчатки.

2.3. Правительству Камчатского края подготовить обращение в Министерство природных ресурсов Российской Федерации о включении объектов геологоразведочных работ на суше Камчатского края в проект «Перечня объектов геологического изучения и воспроизводства МСБ на территории Российской Федерации» ОАО «Росгеология» на 2016-2020 годы.

Срок: до 31 марта 2015 года

3. О ходе реализации Программы газификации 2012-2015 гг.; о планах выполнения мероприятий в соответствии с План-графиком синхронизации на 2015 год.

ВЫСТУПИЛИ: Демишев Олег Евгеньевич - заместитель начальника Управления газификации и инвестиций ООО «Газпром межрегионгаз»; Мурзинцев Виктор Юрьевич - Министр ЖКХ и энергетики Камчатского края.

ОТМЕТИЛИ:

ОАО «Газпром» на территории Камчатского края построены и введены в эксплуатацию межпоселковые газопроводы общей протяженностью 49,9 км.

Также завершается строительство 4-х объектов в Елизовском районе Камчатского края общей протяженностью 69,4 км.

Потребителями газа в Камчатском крае на сегодняшний день являются Камчатские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и Котельная № 1 ОАО «Камчатскэнерго».

Потребление газа в 2014 году составило 373,6 млн м<sup>3</sup>.

Правительство Камчатского края завершает строительство в Елизовском городском поселении:

8

– котельной № 2 со строительством газового энергоблока каркасного типа с переключением нагрузок котельных № 1, № 3. Установленная мощность 41,3 Гкал/час;

– котельной № 4. Установленная мощность 30,9 Гкал/ч.

После ввода в эксплуатацию АГРС «Елизово» (I кв. 2015) будет осуществлен пуск газовых котельных по ул. Луговая, и «Очистные сооружения». В 2015 году завершится строительство и к началу отопительного сезона будут введены еще две котельные в пос. Крутобереговский и пос. Светлый. Также в период 2015-2016 гг. планируется строительство газовой котельной по ул. Зеленая в п. Пионерский.

Во II квартале 2015 года завершится строительство котельной в п. Николаевка.

Также в 2014 году было выполнено проектирование новых газовых котельных Новоавачинском и Новолесновском и Начикинском сельских поселениях. В 2015 году выполняются проектные работы по газификации котельных № 6 и № 20 в Елизовском городском поселении и котельной в п. Раздольный.

РЕШИЛИ:

3.1 Правительству Камчатского края считать приоритетным завершение строящихся объектов в соответствии с План-графиком синхронизации на 2015 год.

Срок: постоянно

3.2. ОАО «Газпром межрегионгаз» завершить строительно-монтажные работы по газопроводу-отводу и АГРС «Елизово».

Срок: 31 марта 2015 года

3.3. ООО «Газпром межрегионгаз» при формировании Программы развития газоснабжения и газификации Камчатского края на период 2016-2020 гг. учесть максимальный объем потребления газа на уровне 420 млн м<sup>3</sup> в год в том числе с учетом перспективы газификации потребителей Вилучинского городского округа.

Срок: декабрь 2015 года

Рисунок 2.4 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 4)



9

4. О ходе исполнения программы газификации в части перевода объектов генерации на сжигание природного газа.

**ВЫСТУПИЛИ:** Колмогоров Владимир Владимирович - начальник Департамента топливообеспечения ОАО «РАО ЭС Востока», Кондратьев Сергей Борисович - генеральный директор ОАО «Камчатскэнерго».

**ОТМЕТИЛИ:**

В 2010 году переведена на газ Камчатская ТЭЦ-2. Максимальный объем потребления газа составляет 313 млн м<sup>3</sup> в год, фактическое потребление в 2014 году составило 254,8 млн м<sup>3</sup>.

В сентябре 2012 года переведена на потребление природного газа Камчатская ТЭЦ-1. Максимальный объем потребления газа составляет 107 млн м<sup>3</sup> в год, фактическое потребление в 2014 году составило 105,1 млн м<sup>3</sup>.

Потребление природного газа Камчатскими ТЭЦ:

2012 год – 299,023 млн м<sup>3</sup>;

2013 год – 361,629 млн м<sup>3</sup>;

2014 год – 360,020 млн м<sup>3</sup>.

Экономический эффект от перевода Камчатских ТЭЦ на газ за весь период составляет более 10 млрд руб.

**РЕШИЛИ:**

4.1. ОАО «Камчатскэнерго» проработать вопрос и подготовить мероприятия по повышению КПД и снижению удельных расходов условного топлива на эксплуатируемых объектах, в том числе представить предложения по выполнению соответствующих проектных работ.

**Срок: до 01.06.2015 год.**

4.2. Правительству Камчатского края совместно с органами местного самоуправления обеспечить контроль за реализацией мероприятий по повышению энергетической эффективности транспортировки, потребления тепловой и электрической энергии в регионе.

**Срок: постоянно.**

10

5. О необходимости газификации объектов промышленности и сельского хозяйства Камчатского края, с целью обеспечения устойчивого роста экономики Камчатского края.

**ВЫСТУПИЛИ:** Коростелев Дмитрий Анатольевич - Министр экономического развития, предпринимательства и торговли Камчатского края.

**ОТМЕТИЛИ:**

Помимо использования для целей электро- и теплоснабжения региона, газ нужен предприятиям Камчатского края для использования в промышленных целях.

Правительством Камчатского края планируется реализация проекта по созданию территории опережающего социально-экономического развития «Камчатка». В настоящее время подана заявка в Минвостокразвития России на отбор пилотных ТОСЭР для финансирования проекта в 2015-2017 гг.

Потенциальные резиденты ТОСЭР высказывают заинтересованность в использовании газа в своих проектах. Общий потенциальный спрос на природный газ оценивается на уровне 116 млн м<sup>3</sup>/год.

Предполагается потребность в газе агропромышленного парка «Зеленские озерки» порядка 25 млн м<sup>3</sup>/год, агропромышленного парка «Дальний» в городе Петропавловск-Камчатский - 5 млн м<sup>3</sup>/год.

Инициаторы камчатских проектов в различных отраслях, таких как сельское хозяйство, пищевая промышленность, транспорт, строительство и другие, также неоднократно заявляли о своих потребностях в газе. Суммарный объем, только по официально поступившим заявкам не менее – 63 млн м<sup>3</sup>/год.

В настоящее время дополнительные заявки на данный объем газа не могут быть удовлетворены в связи с ресурсными ограничениями.

**РЕШИЛИ:**

5.1. Правительству Камчатского края проработать вопрос использования газового конденсата в виде котельно-печного топлива на перспективных объектах Программы газификации.

**Срок: 2 квартал 2015 года.**

5.2. Правительству Камчатского края создать Рабочую группу с участием представителей структурных подразделений ОАО «Газпром» (по согласованию) для решения вопросов по корректировке Программы газификации Камчатского края (по результатам выполнения п. 7.2. настоящего протокола).

**Срок: до 15 апреля 2015 года**

Рисунок 2.5 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 5)



11

5.3. Министерству экономического развития, предпринимательства и торговли Камчатского края совместно с Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края определить перечень перспективных потребителей газа в Камчатском крае с учетом максимального экономического эффекта для бюджета Камчатского края.

Срок: апрель 2015 года.

6. Перспективы газификации объектов Министерства обороны Российской Федерации в Камчатском крае.

ВЫСТУПИЛИ: Грачев Игорь Борисович - Начальник 508 отделения территориального эксплуатации и контроля за оказанием услуг Министерства обороны Российской Федерации; Тихонович Владимир Викторович - Заместитель Министра жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Камчатского края.

ОТМЕТИЛИ:

Программой Газификации Камчатского края предусмотрен перевод на газ котельных в Вилучинском городском округе:

- Котельная по ул. Приморская п. Приморский г. Вилучинск 60,8 Гкал/час;
- Котельная по ул. Вилкова п. Рыбачий г. Вилучинск 37,308 Гкал/час;
- Котельная в промышленной зоне ВНС 13 п. Приморский г. Вилучинск 31,6 Гкал/час.

Предполагаемый объем потребления газа составит 54 млн м<sup>3</sup> в год (первоначально Программой предусматривалось 40,5 млн м<sup>3</sup> в год.).

Газификация населения не планируется.

В 2015 году Правительство Камчатского края предполагает завершение разработки проектной документации на реконструкцию и строительство газовых котельных.

Минобороны России планирует проведение работ по газификации на территории Вилучинского гарнизона 6 теплогенерирующих объектов, тепловая мощность которых составляет 41,266 Гкал/час, планируемый объем потребления газа в год 12 млн м<sup>3</sup>.

РЕШИЛИ:

6.1. Рекомендовать Министерству обороны Российской Федерации проинформировать Правительство Камчатского края о сроках разработки проектной документации и выполнения строительно-монтажных работ,

12

объемах и источниках финансирования строительства либо реконструкции теплогенерирующих объектов на газовом топливе и осуществляющих теплоснабжение объектов Министерства обороны с учетом строящихся объектов базы подводных лодок Тихоокеанского флота.

Срок: июнь 2015 года

7. О перспективах развития топливно-энергетического комплекса Камчатского края; прогнозная оценка обеспечения газом потребителей Камчатского края. Предложения по дальнейшему развитию энергетического комплекса Камчатского края, в том числе с учетом поручения Председателя Правительства Российской Федерации Д.А. Медведева в части увеличения доли возобновляемых источников энергии.

ВЫСТУПИЛИ: Тимошилов Виктор Петрович - заместитель начальника Департамента - начальник Управления ОАО «Газпром»; Сторонский Николай Миронович - первый заместитель генерального директора ОАО «Газпром промгаз».

ОТМЕТИЛИ:

В настоящее время наращивание дальнейшего потребления газа должно соотноситься с реальными добычными возможностями региона.

На сегодняшний день, технологически рекомендуемый к поддержанию уровень годовой добычи газа на действующих месторождениях при нынешнем объеме запасов и соблюдении технического режима эксплуатации месторождений составляет не более 420 млн м<sup>3</sup> в год. Форсирование добычи приведет к отрицательным последствиям для месторождений и не может быть рекомендовано. Данный объем добычи может быть максимально поддержан до 2025 года.

Запасы газа, утвержденные ГКЗ Минприроды, не подтверждают фактическими показателями разработки и недостаточны для реализации комплексного и газового сценариев развития ТЭК.

В этой связи требуется заблаговременное принятие мер по поддержанию энергетической безопасности Камчатского края.

Главным направлением работы на перспективу с учетом всех факторов уже сегодня является корректировка Энергетической стратегии Камчатского края, определение оптимальной структуры топливно-энергетического баланса, включающей все виды первичных энергоресурсов. Соответственно Энергетическая стратегия и прогнозный топливно-энергетический баланс

Рисунок 2.6 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 6)

13

Камчатского края должны быть скорректированы с увеличением доли возобновляемых источников энергии.

Для устойчивого энергообеспечения Камчатки и удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы, задача увеличения доли возобновляемых источников энергии, в том числе гидроэнергии и термальной энергии, в топливно-энергетическом балансе края является исключительно актуальной.

Такие виды энергии находятся в зоне ответственности ОАО «РусГидро». Требуется заблаговременное включение перспективных проектов дополнительной выработки электрической и тепловой энергии с использованием альтернативных источников в инвестиционную программу ОАО «РусГидро».

Деятельность ОАО «Газпром» в Камчатском крае продолжает оставаться убыточной. ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в 2014 году декларирует убытки в размере более 3,5 млрд. руб.

**РЕШИЛИ:**

7.1. Правительству Камчатского края внести изменения в «Стратегию развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года».

Срок: 2016 год

7.2. ОАО «Газпром» совместно с Правительством Камчатского края разработать и утвердить баланс газа Камчатского края на перспективу до 2025 года.

Срок: до 31 марта 2015 года

8. Перспективы реализации Программы по переводу автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на газомоторное топливо в Камчатском крае.

**ВЫСТУПИЛИ:** Евсейкин Петр Анатольевич - Заместитель директора филиала ООО «Газпром газомоторное топливо» в г. Томск; Мурзинцев Виктор Юрьевич - Министр ЖКХ и энергетики Камчатского края..

**ОТМЕТИЛИ:**

ООО «Газпром газомоторное топливо» – единый оператор от Группы «Газпром» по развитию рынка газомоторного топлива в России.

С целью повышения эффективности транспортного комплекса Камчатского края, а также для развития рынка газомоторного топлива в регионе и Дальневосточном федеральном округе в целом в июле 2014 года

14

была утверждена программа по переводу автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на газомоторное топливо.

Программа определяет:

- количество и производительность АГНС, в том числе в блочно-модульном исполнении (МКПГ), места их размещения и сроки строительства;
- количество пунктов сервисного обслуживания (ППТО, ППБ), места размещения и сроки строительства;
- количество парка техники, подлежащей переводу на использование КПГ, для обеспечения рентабельной работы АГНКС и МКПГ с указанием предприятий и сроков реновации;
- прогнозные объемы потребления компримированного природного газа;
- объемы инвестиций на выполнение производственных мероприятий Программы и их экономическую эффективность.

ООО «Газпром газомоторное топливо» на сегодняшний день подписало соглашения о намерениях по переводу ТС на газомоторное топливо с такими предприятиями Камчатского края, как МУП Спецдорремстрой, ОАО «Камчатавтодор», МУП «Спецтранс», а также с частными коммерческими перевозчиками. Кроме работы с потенциальными потребителями общество проводит работу по информированию и популяризации использования природного газа в качестве моторного топлива.

**РЕШИЛИ:**

8.1. ООО «Газпром газомоторное топливо»:

8.1.1. Разработать и представить на согласование в Правительство Камчатского края План-график синхронизации строительства автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) и перевода техники на газомоторное топливо (Дорожная карта).

Срок: 10 марта 2015 года.

8.1.2. Ввести в эксплуатацию автомобильную газонаполнительную компрессорную станцию в г. Петропавловске-Камчатском.

Срок: до конца 2016 года.

8.2. Правительство Камчатского края:

8.2.1. Рассмотреть целесообразность разработки региональной программы «Развитие рынка газомоторного топлива в Камчатском крае» по реализации основных мероприятий, обеспечивающих перевод автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на природный газ, с учётом разработанной НИУ «Высшая школа экономики» Модельной программы развития рынка газомоторного топлива в субъекте Российской Федерации.

Рисунок 2.7 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 7)



9. О создании эксплуатирующей организации газораспределительных сетей в Соболевском муниципальном районе.

ВЫСТУПИЛИ: Шперлинг Георгий Владимирович - Генеральный директор ОАО «Хабаровсккрайгаз», Куркин Василий Иванович - Глава администрации Соболевского муниципального района.

ОТМЕТИЛИ:

На базе Камчатской Ремонтно-эксплуатационной службы ОАО «Хабаровсккрайгаз» создан участок по обслуживанию Соболевского муниципального района. В феврале 2015 года персонал проходит обучение и аттестацию, приступает к работе с марта 2015 года.

В Соболевском сельском поселении создается материально-техническая база для осуществления деятельности организации. Приобретено здание, в феврале 2015 года будет завезена специализированная техника.

РЕШИЛИ:

9.1. Продолжить работу по созданию единой газораспределительной организации на территории Камчатского края, в том числе для осуществления деятельности в Соболевском муниципальном районе.

Срок: 1 марта 2015 года.

Губернатор Камчатского края

Член Правления, начальник  
Департамента ОАО «Газпром»

В.И. Илюхин

В.К. Марков

Рисунок 2.8 – Протокол совещания от 26 января 2015 г. (часть 8)

### **3. СЦЕНАРИИ И ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Варианты развития систем теплоснабжения ПКГО сформированы на основе надёжного и качественного обеспечения территориально-распределенной прогнозируемой тепловой нагрузки. Территориально-распределённый прогноз тепловой нагрузки города приведен в Главе 2 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Сценарии развития систем теплоснабжения города рассмотрены ниже в соответствующих частях п.3 Мастер-плана.

#### **3.1. Критерии выбора централизованного и индивидуального теплоснабжения перспективной жилой застройки**

Основное правило построения системы централизованного теплоснабжения – удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высока плотность тепловой нагрузки. Понятие удельной материальной характеристики было введено С.Ф. Копьевым и описано как отношение материальной характеристики тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, к присоединенной к этой тепловой сети тепловой нагрузке.

Если принять во внимание, что сама материальная характеристика – это аналог затрат, а присоединенная тепловая нагрузка – аналог эффектов, то чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения.

При принятии решения подключения абонентов к существующим централизованным источникам теплоснабжения или строительство новых источников тепла, а так же организации индивидуального теплоснабжения учитывались следующие факторы:

- Эффективный радиус теплоснабжения централизованных источников тепла;

- Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной минераловатной теплоизоляцией, определяется удельной материальной характеристикой в зоне действия источника тепла на уровне  $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$  и менее;
- Зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения ограничена удельной материальной характеристикой в  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ ;
- Значение приведенной материальной характеристики, превышающее  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ , свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. Применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до величины удельной материальной характеристики в  $300 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ .

На основе вышеперечисленных критериев был проведен анализ и выявлены зоны перспективной застройки, теплоснабжение которых предлагается выполнить от индивидуальных источников тепла. Результаты расчетов учтены при формировании перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и потребителей.

### **3.2. Развитие систем теплоснабжения в части базовых энергоисточников - ТЭЦ**

#### **3.2.1. Общие положения**

При формировании, рассмотрении, анализе и выборе вариантов развития базовых энергоисточников системы теплоснабжения городского округа – ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» – влияющими факторами были показатели развития электроэнергетики в Камчатском крае. Энергосистема Камчатского края является изолированной. При этом по данным ПАО «Камчатскэнерго» в системе существует значительный резерв электрической мощности.

В условиях отсутствия (или непредставления в ответ на запрос) схемы и программы развития электроэнергетики Камчатского края с целью определения

стратегии развития ТЭЦ городского округа был выполнен анализ следующих документов:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 августа 2014 года №495;
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренная распоряжением Правительства РФ от 22.02.2008 г. №215-р;
- Схема территориального планирования Российской Федерации (Материалы по обоснованию схемы территориального планирования), утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.11.2013 г. №2084-р;
- Инвестиционная программа ПАО «Камчатскэнерго» на 2015-2017 гг., утвержденная постановлением Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края от 15.08.2014 г. №240.

Ни одним из вышеуказанных документов не предусматривается новое строительство или увеличение установленной электрической мощности Камчатских ТЭЦ. В связи с изложенным на период до 2030 предусматривается функционирование Камчатских ТЭЦ на базе существующего основного оборудования с реализацией мероприятий (при необходимости) по реконструкции или техническому перевооружению.

Таким образом, при условии сохранения неизменным состава основного оборудования базовых энергоисточников (ТЭЦ) основной предпосылкой для формирования сценариев (вариантов) развития СЦТ от ТЭЦ является изменение существующих зон действия ТЭЦ. Рассматривается два основных направления:

- строительство переемычки между тепломагистралями ТМ-2 ТЭЦ-1 и ТМ-3 ТЭЦ-2 для обеспечения возможности взаимного перераспределения тепловых нагрузок в целях оптимизации режимов работы станций, а также для обеспечения надежности теплоснабжения;
- переключение потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ с целью оптимизации загрузки генерирующего оборудования ТЭЦ и реализации таким образом требований Ф3-190 «О теплоснабжении» в

части обеспечения приоритетности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Переключение потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ с целью оптимизации загрузки генерирующего оборудования ТЭЦ в сценариях развития СЦТ ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 будет рассматриваться только от тех котельных, зоны действия которых находятся в непосредственной близости от зон действия ТЭЦ.

Котельные и зоны их действия, находящиеся на границах зон действия ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, представлены на рисунке 3.1 (котельные: №7 «Энергопоезд»; №32 «Ленинградская» и №34 «Электрокотельная») и на рисунке 3.2 (котельные №44 «Ватутина »; №45 «Владивостокская»; №46 «Школа №18»; №50 «101 квартал» и №62 «103 квартал».

Зоны действия ТЭЦ-1 (зеленым цветом) и ТЭЦ-2 (красным цветом) представлены на рисунке 3.3, синим цветом выделены зоны котельных, представленных на рисунках выше.



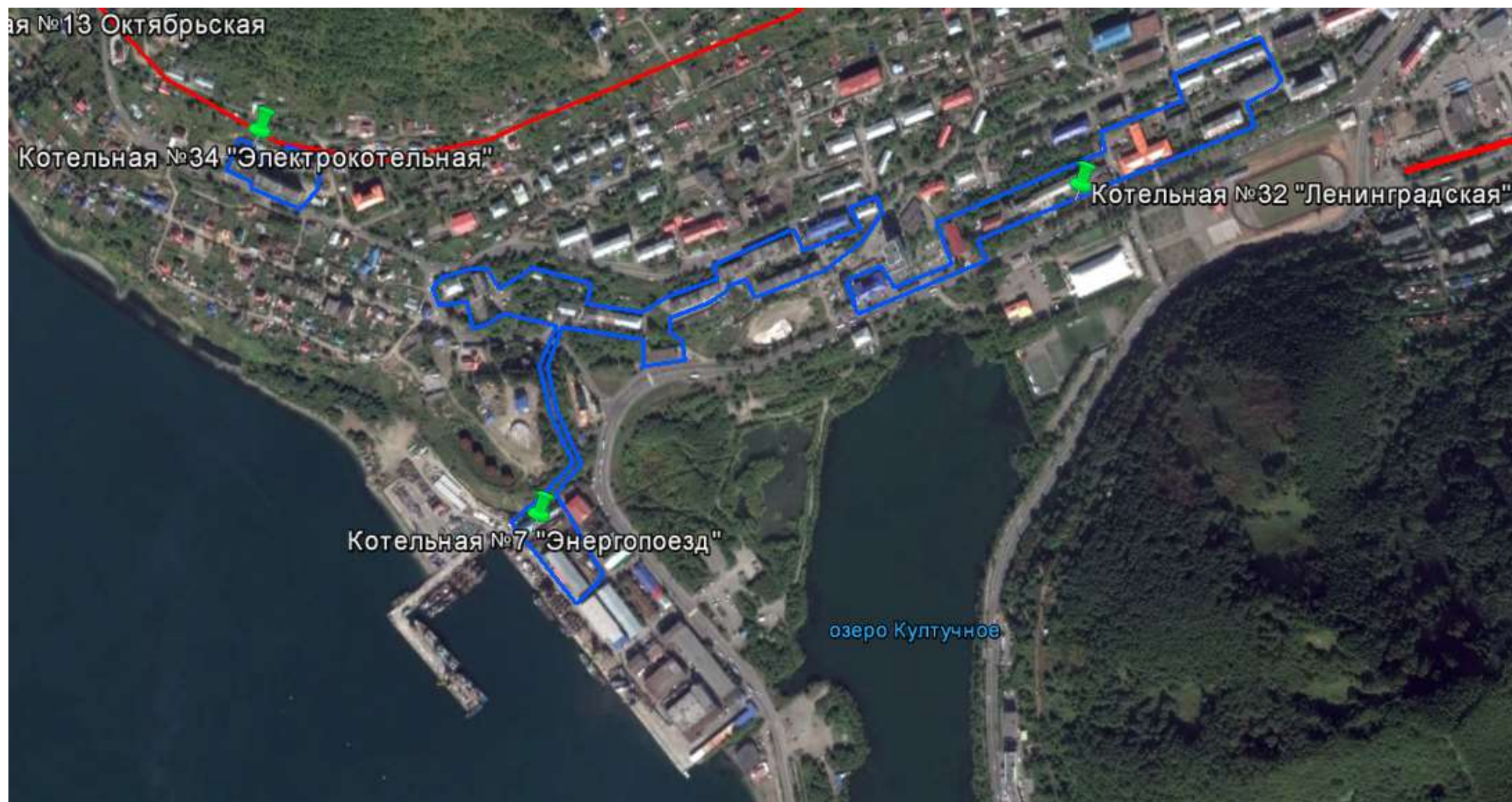


Рисунок 3.1 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 3, 32 и 34



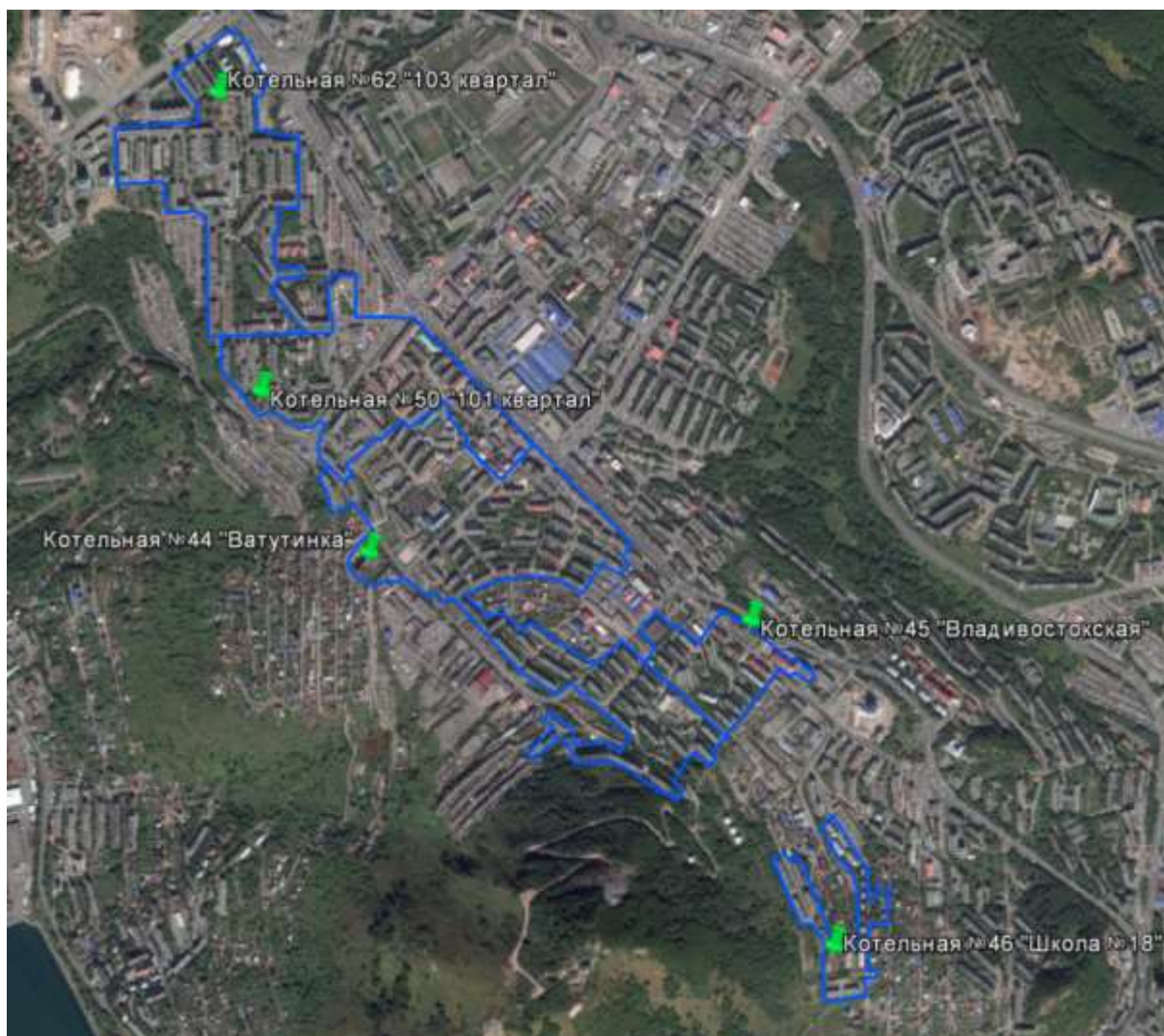


Рисунок 3.2 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 44, 45, 46, 50 и 62



Рисунок 3.3 – Зоны действия ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

С учетом указанных направлений разработаны несколько сценариев развития СЦТ в части ТЭЦ, при этом различие сценариев заключается в основном в составе

котельных, потребители которых предлагаются к переключению, в том числе:

- условием для первого сценария является сохранение существующей конфигурации СЦТ ТЭЦ;
- второй сценарий – переключение на ТЭЦ-2 9-ти котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62;
- третий сценарий – переключение на ТЭЦ-2 4-х котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34, и 46;
- четвертый сценарий – строительство перемычки между магистральными тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, переключение на ТЭЦ-1 3-х котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34 и части тепловой нагрузки ТЭЦ-2, переключение на ТЭЦ-2 6-ти котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 40, 44, 45, 46, 50 и 62;
- пятый сценарий – строительство перемычки между магистральными тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, переключение на ТЭЦ-1 трёх котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34 и части тепловой нагрузки ТЭЦ-2, переключение на ТЭЦ-2 котельной ПАО «Камчатскэнерго» № 46.

Подробное рассмотрение вышеописанных вариантов развития представлено ниже, в разделах 3.2.2 ÷ 3.2.6.

Выводы по итогам выполненных расчетов представлены в разделе 3.2.7.

### **3.2.2. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии сохранения существующей конфигурации СЦТ**

По данному сценарию развития СЦТ ТЭЦ и котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 изменяются только за счет подключения зон перспективной планируемой застройки. Потребители от котельных, зоны действия которых находятся в непосредственной близости (или граничат) с зоной действия ТЭЦ, не переключаются на соответствующую станцию.

В таблице 3.1 представлены договорные и фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и рассматриваемых котельных на конец 2014 года.



Таблица 3.1 – Договорные и фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» на 01.12.2015 года

Теплоисточники	Договорная нагрузка, Гкал/ч			Фактическая нагрузка, Гкал/ч		
	абонен- тов	на транс- порт	на коллек- торах	абонен- тов	на транс- порт	на коллек- торах
ТЭЦ-1	90,79	1,11	91,90	75,74	14,47	90,21
ТЭЦ-2	211,61	1,91	213,51	169,61	33,79	203,40
Котельная №34 Электрокотельная	0,45	0,00	0,45	0,49	0,01	0,50
Котельная №7 Энергопоезд	1,73	0,01	1,74	1,92	0,26	2,18
Котельная №32 Ленинградская	1,90	0,02	1,92	1,06	0,28	1,34
Котельная №50 101 квартал	10,02	0,04	10,05	6,13	1,18	7,31
Котельная №45 Владивостокская	2,77	0,01	2,78	1,29	0,34	1,63
Котельная №40 КМП	3,29	0,00	3,29	2,10	0,20	2,30
Котельная №62 103 квартал	10,56	0,03	10,59	5,09	1,14	6,23
Котельная №44 Ватутина	14,50	0,05	14,54	11,32	1,47	12,79
Котельная №46 Школа	1,75	0,00	1,75	1,45	0,24	1,69
<b>ИТОГО:</b>	<b>349,36</b>	<b>3,17</b>	<b>352,53</b>	<b>274,75</b>	<b>53,38</b>	<b>329,58</b>

Приросты тепловых нагрузок по данным теплоисточникам в соответствии с прогнозируемыми перспективными нагрузками, а также с учетом снижения тепловой нагрузки при сносе строений, при сохранении существующих зон действия представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Изменение тепловых нагрузок по ТЭЦ и котельным №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» за расчетный период по пятилеткам

Теплоисточники	Приросты тепловых нагрузок по периодам, Гкал/ч			
	с 2015 по 2019 гг.	с 2020 по 2024 гг.	с 2025 по 2029 гг.	ВСЕГО
ТЭЦ-1	-2,94	-3,87	-6,64	-13,45
ТЭЦ-2	17,18	10,24	4,11	31,53
Котельная №34 Электрокотельная	0,00	0,00	-0,06	-0,06
Котельная №7 Энергопоезд	1,34	-0,10	-0,01	1,23
Котельная №32 Ленинградская	0,47	0,00	-0,04	0,43
Котельная №50 101 квартал	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №45 Владивостокская	0,04	-0,08	-0,10	-0,14
Котельная №40 КМП	0,11	0,00	0,00	0,11
Котельная №62 103 квартал	0,99	0,09	0,00	1,08
Котельная №44 Ватутина	0,08	0,09	0,06	0,23
Котельная №46 Школа	-0,12	-0,15	0,00	-0,27
<b>ИТОГО:</b>	<b>17,15</b>	<b>6,22</b>	<b>-2,68</b>	<b>20,69</b>

В таблице 3.3 представлены расчетные перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ и рассматриваемых котельных на конец 2029 года.

Таблица 3.3 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 ПАО «Камчатскэнерго» на начало 2030 года

Теплоисточники	Прогнозируемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
ТЭЦ-1	62,08	14,68	76,76
ТЭЦ-2	199,02	35,91	234,93
Котельная №34 Электрокотельная	0,44	0,00	0,44
Котельная №7 Энергопоезд	3,07	0,34	3,41
Котельная №32 Ленинградская	1,47	0,30	1,77
Котельная №50 101 квартал	6,13	1,18	7,31
Котельная №45 Владивостокская	1,16	0,33	1,49
Котельная №40 КМП	2,20	0,21	2,41
Котельная №62 103 квартал	6,10	1,21	7,31
Котельная №44 Ватутина	11,54	1,48	13,02
Котельная №46 Школа	1,18	0,23	1,41
<b>ИТОГО:</b>	<b>294,39</b>	<b>55,87</b>	<b>350,26</b>

Суммарная величина прогнозируемой тепловой нагрузки на коллекторах рассматриваемых теплоисточников в 2030 году составит 350,3 Гкал/ч.

Располагаемой тепловой мощности котельной №7 «Энергопоезд» недостаточно для обеспечения перспективной тепловой нагрузки до 2030 года, т.к. прогнозируемая тепловая нагрузка на котельной по заключенным договорам с учетом планируемого прироста превышает располагаемую мощность. Располагаемая тепловая мощность котельной №7 составляет 2,8 Гкал/ч, тепловая договорная нагрузка на коллекторах котельной к 2030 году – 2,97 Гкал/ч, фактическая – 3,41 Гкал/ч.

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия в зонах действия рассматриваемых теплоисточников:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки<sup>1</sup>;
- Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением установленной тепловой мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективных потребителей;

<sup>1</sup> Не учтены затраты на строительство тепловых сетей внутри зон перспективной застройки, т.к. данные затраты одинаковые для всех сценариев

- Новое строительство ЦТП;
- Новое строительство насосных станций;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003 для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей;
- Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

**Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Участки тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки, предлагаемые к новому строительству, представлены в таблице 3.4 Величина капитальных затрат в таблице приведена в ценах 2015 года без учета НДС. Обоснование стоимости строительства и реконструкции тепловых сетей приведено в соответствующем разделе Главы 10 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Таблица 3.4 – Новые участки тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки, сценарий 1

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
<b>В зоне действия ТЭЦ-2</b>				
1	От 03-02-ЦТП.ГВС.ПП.2.49 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1	19,5	40	2017
2	От 03-02-ЦТП.ОТ.ПП.2.49 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1	19,4	100	2017
3	От 1-02-03-ТК.4.6 до 1-02-03-ПП.4.6_2019-2024	2100	150	2019
4	От 1-02-03-ТК-4.1 до 2-04-46-ТК-КОТ.46	811	125	2020
5	От 2-04-46-ТК-КОТ.46 до 1-02-03-ПП.4.1_2020-2024	89	80	2020
6	От 1-02-03-ТК-ПП.1.34 до 3-02-314-ЦТП-ПП.1.34_2017-2019	253	100	2017
7	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_1 до 1-02-03-ТК-ПП.1.42_2	85	70	2020
8	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_1 до 1-02-03-ТК-ПП.1.42_3	320	200	2016
9	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_2 до 1-02-03-ПП.3.111_2029	69	50	2029
10	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_2 до 1-02-03-ПП.3.49_2020	23	40	2020
11	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_3 до 1-02-03-ПП.3.68_2020	37	40	2020
12	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_3 до 1-02-03-ТК-ПП.1.42_4	60	100	2017
13	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_3 до 1-02-03-ЦТП-ПП.1.42_2016	296	200	2016
14	От 1-02-03-ТК-ПП.1.49 до 1-02-03-ТК-ПП.1.42_1	330	200	2016
15	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49 до 1-02-03-ЦТП-ПП.2.49/2.50_2018-2024	43,6	80	2017
16	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 02-03-ПП.2.137_2017	8,4	40	2017
17	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 02-03-ПП.2.137_2017 гвс	8,7	40	2017
18	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2	68,6	40	2018
19	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2	69,9	100	2018
20	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3	114,7	50	2018
21	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_1 до 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3	109,4	40	2018
22	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2 до 02-03-ПП.2.134_2018	12,1	80	2018
23	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2 до 02-03-ПП.2.134_2018 гвс	11,9	40	2018
24	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2 до 02-03-ПП.2.49_2018	9,8	80	2018
25	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_2 до 02-03-ПП.2.49_2018 гвс	10	40	2018
26	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3 до 02-03-ПП.2.136_2021-2024	4,9	40	2021
27	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3 до 02-03-ПП.2.136_2021-2024 гвс	4,5	40	2021
28	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3 до 02-03-ПП.2.50_2018-2023	214,1	40	2018
29	От 1-02-03-ТК-ПП.2.49_3 до 02-03-ПП.2.50_2018-2023 гвс	212,8	40	2018
30	От 1-02-03-ТК-ПП.3.195 до 1-02-03-ПП.3.139_2027	92	40	2027
31	От 1-02-03-ТК-ПП.3.195 до 1-02-03-ПП.3.195_2021	18	50	2021
32	От 1-02-03-ТК-ПП.3.195 до 1-02-03-ТК-ПП.3.195_1	148	80	2019
33	От 1-02-03-ТК-ПП.3.195_1 до 1-02-03-ПП.3.196_2020	25	70	2020
34	От 1-02-03-ТК-ПП.3.195_1 до 1-02-03-ПП.3.34_2019	48	70	2019
35	От 1-02-03-ТК-ПП.3.205 до 1-02-03-ПП.3.205_2020	57	80	2020
36	От 1-02-03-ТК-ПП.3.210 до 1-02-03-ЦТП-ПП.3.210	448,7	200	2022
37	От 1-02-03-ТК-ПП.3.210 до 1-02-03-ЦТП-ПП.4.18	878	200	2015
38	От 1-02-03-ТК-ПП.3.26 до 1-02-03-ПП.3.129_2021	88	70	2021
39	От 1-02-03-ТК-ПП.3.26 до 1-02-03-ЦТП-ПП.3.26_2019	26	250	2019
40	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_4 до 1-02-03-ПП.3.22_2017	164	50	2017
41	От 1-02-03-ТК-ПП.1.42_4 до 1-02-03-ПП.3.86_2025	25	80	2025
42	От 1-02-03-УТП-16 до 1-02-03-ПП.3.135_2026	21	40	2026
43	От 1-02-03-УТП-17/2 до 1-02-03-ТК-ПП.3.26	100	250	2019
44	От 1-02-03-УТП-17/3 до 1-02-03-ЦТП-ПП.1.2.-1.17_2017	251	125	2017
45	От 1-02-03-УТП-21 до 1-02-03-ЦТП-ПП.1.37_2016-2019	37	80	2016
46	От 1-02-03-УТП-22 до 1-02-03-ПП.3.143_2028	27	40	2028
47	От 1-02-03-УТП-2к до 1-02-03-ПП.3.160.2028	141	40	2028
48	От 1-02-03-УТС-7 до 1-02-03-ТК-ПП.3.195	165	80	2019
49	От 3-02-03.ЦТП.ГВС.ПП.4.18 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1	5	100	2015

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
50	От 3-02-03-ЦТП.ОТ.ПП.4.18 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1	5	250	2015
51	От 3-02-03-ТК.4.18_3 до 3-02-03.ПП.2.26.2015-2016	42	50	2015
52	От 3-02-03-ТК.4.18_3 до 3-02-03.ПП.2.26.2015-2016 гвс	42	40	2015
53	От 3-02-03-ТК.4.18_3 до 3-02-03.ПП.2.26.2020-2022	53	50	2020
54	От 3-02-03-ТК.4.18_3 до 3-02-03.ПП.2.26.2020-2022 гвс	53	40	2020
55	От 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017 до 3-02-03.ПП.1.5.2017	21	50	2017
56	От 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017 до 3-02-03.ПП.1.5.2017-гвс	21	40	2017
57	От 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017	31	40	2017
58	От 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017 до 3-02-3.ПП.1.7.2017	9	50	2017
59	От 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017 до 3-02-3.ПП.1.7.2017-гвс	9	40	2017
60	От 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017 до 3-02-03.ПП.1.17.2017	16	50	2017
61	От 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017 до 3-02-03.ПП.1.17.2017-гвс	16	40	2017
62	От 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017	31	70	2017
63	От 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017 до 3-02-3.ПП.1.6.2017	14	70	2017
64	От 3-02-03-ТК.ПП.1.6.2017 до 3-02-3.ПП.1.6.2017-гвс	14	40	2017
65	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.4.18_3	278	70	2015
66	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.4.18_3	278	40	2015
67	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2	119	40	2017
68	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2	119	50	2017
69	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4	209	100	2020
70	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_1 до 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4	209	250	2020
71	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2 до 3-02-03.ПП.2.25.2017	25	50	2017
72	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2 до 3-02-03.ПП.2.25.2017 гвс	25	40	2017
73	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2 до 3-02-03.ПП.2.27.2025	140	40	2025
74	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_2 до 3-02-03.ПП.2.27.2025 гвс	140	40	2025
75	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4 до 3-02-03.ПП.4.18.2020-2024	70	200	2020
76	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4 до 3-02-03.ПП.4.18.2020-2024 гвс	70	80	2020
77	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4 до 3-02-03.ПП.4.18.2025-2029	285	200	2025
78	От 3-02-03-ТК.ПП.4.18_4 до 3-02-03.ПП.4.18.2025-2029 гвс	285	70	2025
79	От 3-02-03-ТК.ПП.1.2.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017	30	100	2017
80	От 3-02-03-ТК.ПП.1.2.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.5.2017	30	40	2017
81	От 3-02-03-ТК.ПП.1.2.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017	39	40	2017
82	От 3-02-03-ТК.ПП.1.2.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017	39	80	2017
83	От 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017 до 3-02-03.ПП.1.2.2017	25	70	2017
84	От 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017 до 3-02-03.ПП.1.2.2017-гвс	25	40	2017
85	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03.ПП.1.3.2017	10	50	2017
86	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03.ПП.1.3.2017-гвс	10	40	2017
87	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03.ПП.1.4.2017	12	70	2017
88	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03.ПП.1.4.2017-гвс	12	40	2017
89	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017	42	40	2017
90	От 3-02-03-ТК.ПП.1.4.2017 до 3-02-03-ТК.ПП.1.3.2017	42	70	2017
91	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2	236,6	40	2026
92	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2	235,9	80	2026
93	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_4	203,7	40	2022
94	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_4	201,9	100	2022
95	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до РА3.01606	130,1	300	2016
96	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до РА3.01607	128,3	125	2016
97	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_1 до РА3.01607	128,3	100	2016
98	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2 до 3-02-03-ПП.3.87_2027	8,6	80	2027
99	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2 до 3-02-03-ПП.3.87_2027 гвс	8,7	40	2027
100	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_3	108,7	40	2026
101	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_2 до 3-02-03-ТК.ПП.3.210_3	109	80	2026
102	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_3 до 3-02-03-ПП.3.1_2027	5,5	40	2027
103	От 3-02-03-ТК.ПП.3.210_3 до 3-02-03-ПП.3.1_2027 гвс	5,6	40	2027



№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
104	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_3 до 3-02-03-ПП.3.134_2026	56,5	50	2026
105	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_3 до 3-02-03-ПП.3.134_2026 гвс	61,5	40	2026
106	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_4 до 3-02-03-ПП.3.150_2026	16,7	50	2026
107	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_4 до 3-02-03-ПП.3.150_2026 гвс	16,9	40	2026
108	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_4 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5	81	100	2022
109	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_4 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5	81,2	40	2022
110	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5 до 3-02-03-ПП.3.141_2022	12	80	2022
111	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5 до 3-02-03-ПП.3.141_2022 гвс	11,1	40	2022
112	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6	54	40	2027
113	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_5 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6	54,1	80	2027
114	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6 до 3-02-03-ПП.3.127_2029	70,3	50	2029
115	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6 до 3-02-03-ПП.3.127_2029 гвс	74,8	40	2029
116	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6 до 3-02-03-ПП.3.130_2027	9,3	80	2027
117	От 3-02-03-ТК-ПП.3.210_6 до 3-02-03-ПП.3.130_2027 гвс	9,1	40	2027
118	От 3-02-03-ЦТП.ГВС.ПП.3.210 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_1	6,7	150	2022
119	От 3-02-03-ЦТП.ОТ.ПП.3.210 до 3-02-03-ТК-ПП.3.210_1	6,2	350	2022
120	От 3-02-03-ЦТП.ПП.1.2.2017 до 3-02-03-ТК-ПП.1.2.2017	21	125	2017
121	От 3-02-03-ЦТП.ПП.1.2.2017-гвс до 3-02-03-ТК-ПП.1.2.2017	21	40	2017
122	От 3-02-303.ТК.ПП.3.112 до 3-02-303.ПП.3.112.2021	37	70	2021
123	От 3-02-303.ТК.ПП.3.112 до 3-02-303.ПП.3.197.2021	749	80	2021
124	От 3-02-303-ТК-117 до 3-02-303.ТК.ПП.3.112	191	100	2021
125	От 3-02-304.ТК.ПП.2.47 до 3-02-304.ПП.2.47.2020-2023	21	40	2020
126	От 3-02-304.ТК.ПП.2.47 до 3-02-304.ПП.2.48.2022	43	40	2022
127	От 3-02-304.ТК.ПП.3.47 до 3-02-304.ПП.3.47.2019	20	40	2019
128	От 3-02-304.ТК.ПП.3.47 до 3-02-304.ТК.ПП.2.47	183	40	2020
129	От 3-02-304-ТК-111 до 3-02-304.ТК.ПП.3.47	35	50	2019
130	От 3-02-308-ТК-201 до 3-02-308-ТК-ПП.2.59/2.42-2018/2027	40	40	2018
131	От 3-02-308-ТК-ПП.2.59/2.42-2018/2027 до 3-02-308-ПП.2.42.2018	72,1	40	2018
132	От 3-02-308-ТК-ПП.2.59/2.42-2018/2027 до 3-02-308-ПП.2.59.2027	13,4	40	2027
133	От 3-02-308-УТ-108/1 до 3-02-308-ПП.2.33_2017	141	50	2017
134	От 3-02-308-УТ-110/1 до 3-02-308-ПП.3.105_2028	400	50	2028
135	От 3-02-308-УТ-110/1 до 3-02-308-ПП.4.27_2025-2029	22	100	2025
136	От 3-02-311-СК-103 до 3-02-311-ПП.3.138.2029	117	40	2029
137	От 3-02-311-СК-103 до 3-02-311-ПП.3.138.2029 гвс	117	40	2029
138	От 3-02-314-ТК-109 до 3-02-314-ПП.3.61.2024	25	40	2024
139	От 3-02-314-ТК-ПП.2.86 до 3-02-313-ПП.2.81-2024	77	40	2024
140	От 3-02-314-ТК-ПП.2.86 до 3-02-314-ПП.2.86_2021-2022	22	40	2021
141	От 3-02-314-УТ-302 до 3-02-314-ПП.2.30_2021-2027	62	40	2021
142	От 3-02-316-ТМ-1 до 3-02-316-ПП.2.58.2021	166	40	2021
143	От 3-02-316-ТМ-1 до 3-02-316-ПП.2.58.2021 гвс	161,2	40	2021
144	От 3-02-319-ТК.ПП.3.67.2023 до 3-02-319.ПП.3.67.2023	9	40	2023
145	От 3-02-319-ТК.ПП.3.67.2023 до 3-02-319.ПП.3.95.2029	49	70	2029
146	От 3-02-319-ТК-114 до 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024	178	40	2019
147	От 3-02-319-ТК-114 до 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024	173,3	80	2019
148	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-ПП.2.97.2019	119	50	2019
149	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-ПП.2.97.2019 гвс	113,9	40	2019
150	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-ПП.2.98.2021-2024	330,2	80	2021
151	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-	341,9	40	2021

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
	ПП.2.98-2021-2024 гвс			
152	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-ПП.2.99.2020-2022	84,8	40	2020
153	От 3-02-319-ТК-ПП.2.97/2.99-2019/2024 до 3-02-319-ПП.2.99.2020-2022 гвс	92,6	40	2020
154	От 3-02-319-УТ-212 до 3-02-319-ПП.3.149.2028	320	40	2028
155	От 3-02-319-УТ-214 до 3-02-319-ТК.ПП.3.67.2023	76	70	2023
156	От 3-02-320-ТК-102 до 3-02-320-ПП.2.117_2027_2к	60,4	40	2027
157	От 3-02-320-ТК-103 до 3-02-320-ПП.1.41:01_2 к	19,1	40	2016
158	От 3-02-321-СК-105 до 3-02-321-ПП.4.13_2018-2019 к2	30,6	100	2018
159	От 3-02-321-СК-105 до 3-02-321-ПП.4.13_2018-2019 К2 гвс	35,2	50	2018
160	От 3-02-322-ТК-113 до 3-02-322-ПП.3.212.2021	88,8	50	2021
161	От 3-02-322-ТК-113 до 3-02-332-ПП.3.212.2021 гвс	89,9	40	2021
162	От 3-02-323-ДК-105/1 до 3-02-323.ПП.3.126.2016	48	50	2016
163	От 3-02-323-ДК-105/1 до 3-02-323.ПП.3.126.2016-гвс	48	40	2016
164	От 3-02-323-СК-110 до 3-02-323-ПП.3.213.2021	77,1	40	2021
165	От 3-02-323-СК-110 до 3-02-323-ПП.3.213.2021 гвс	77,8	40	2021
166	От 3-02-323-ТК.ПП.2.109.2017 до 3-02-323.ПП.2.109.2017	133	40	2017
167	От 3-02-323-ТК-105 до 3-02-323.ПП.3.159.2027	50	70	2027
168	От 3-02-323-ТК-105 до 3-02-323.ПП.3.159.2027-гвс	50	40	2027
169	От 3-02-323-ТК-137 до 3-02-323-ПП.3.12.2017	104	50	2017
170	От 3-02-323-ТК-137 до 3-02-323-ПП.3.12.2017 гвс	106	40	2017
171	От 3-02-323-УТ-122 до 3-02-323-ТК.ПП.2.109.2017	22,3	50	2017
172	От 3-02-324-ТК-115 до 3-02-324-ПП.2.85.2025	156,6	40	2025
173	От 3-02-324-ТК-115 до 3-02-324-ПП.3.136.2014	87,9	50	2027
174	От 3-02-324-ТК-212 до 3-02-324.ПП.3.78.2022	36	40	2022
175	От 3-02-324-ТК-212 до 3-02-324.ПП.3.78.2022 гвс	36	40	2022
176	От 3-02-325.ПП.2.22.2018 до 3-02-325-ТК-ПП.2.22.2018	91	40	2018
177	От 3-02-325.ПП.2.51.2019 до 3-02-325-ТК-136	144	40	2019
178	От 3-02-325-СК-150 до 3-02-325-ПП.2.11.2023-2024	135	40	2023
179	От 3-02-325-ТК.ПП.2.129.2015 до 3-02-325.ПП.2.129.2015	104	40	2015
180	От 3-02-325-ТК-118 до 3-02-325-ПП.2.23.2016	74	40	2016
181	От 3-02-325-ТК-142 до 3-02-325-ПП.2.13.2025	34,1	40	2025
182	От 3-02-325-ТК-ПП.3.170.2018 до 3-02-325.ПП.3.170.2018	5	70	2018
183	От 3-02-325-ТК-ПП.3.48 до 3-02-325-ПП.3.48_2020	41	80	2020
184	От 3-02-325-УТ-140 до 3-02-325.ПП.2.21_2017-2023	118	40	2017
185	От 3-02-327-ТК-204 до 3-02-327-ПП.1.43.2018	38,9	50	2018
186	От 3-02-327-ТК-204 до 3-02-327-ПП.1.43.2018 гвс	40,1	40	2018
187	От 3-02-330-ТК-106 до 3-02-330-ПП.3.117.2018	41,6	50	2018
188	От 3-02-332-т.Б до 3-02-332-ПП.3.76.2017	216,2	40	2017
189	От 3-02-332-ТК-9 до 3-02-332-ПП.3.38.2019	25,1	40	2019
190	От 3-02-332-ТК-ПП-2.204 до 3-02-332-ПП.3.110.2028	119,6	50	2028
191	От 3-02-332-ТК-ПП-2.204 до 3-02-332-ПП.3.204.2021	35,2	100	2021
192	От 3-02-333-ТК-30 до 3-02-333-ПП.3.122.2026	102,9	50	2026
193	От 3-02-333-ТК-30 до 3-02-333-ПП.3.122.2026 гвс	101,9	40	2026
194	От 3-02-333-ТК-33 до 3-02-333-ПП.3.171.2028	29,8	40	2028
195	От 3-02-333-ТК-33 до 3-02-333-ПП.3.171.2028 гвс	24,6	40	2028
196	От 3-02-334-ПП.1.36.2016 до РА3.01604	14,1	50	2016
197	От 3-02-334-ПП.1.36.2016 гвс до РА3.01605	14,6	40	2016
198	От 3-02-334-СК-204 до 3-02-334-ТК-ПП.3.7	92	40	2017
199	От 3-02-334-СК-204 до 3-02-334-ТК-ПП.3.7	92	80	2017
200	От 3-02-334-СК-219 до 3-02-334-ТК-ПП.3.153	76	100	2024

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
201	От 3-02-334-СК-219 до 3-02-334-ТК-ПП.3.153	74	40	2024
202	От 3-02-334-ТК-101 до 3-02-334-ПП.3.27_2024	17	80	2024
203	От 3-02-334-ТК-101 до 3-02-334-ПП.3.27_2024 гвс	18	40	2024
204	От 3-02-334-ТК-139 до 3-02-334-ПП.3.93_2020	5	100	2020
205	От 3-02-334-ТК-139 до 3-02-334-ПП.3.93_2020 гвс	5	40	2020
206	От 3-02-334-ТК-309 до 3-02-334-ПП.3.8_2017	130	80	2017
207	От 3-02-334-ТК-309 до 3-02-334-ПП.3.8_2017 гвс	124	40	2017
208	От 3-02-334-ТК-ПП.3.153 до 3-02-334-ПП.3.153_2027	32	50	2027
209	От 3-02-334-ТК-ПП.3.153 до 3-02-334-ПП.3.153_2027 гвс	33	40	2027
210	От 3-02-334-ТК-ПП.3.153 до 3-02-334-ПП.3.73_2024	101	100	2024
211	От 3-02-334-ТК-ПП.3.153 до 3-02-334-ПП.3.73_2024 гвс	102	40	2024
212	От 3-02-334-ТК-ПП.3.7 до 3-02-334-ПП.3.123_2027	7	80	2027
213	От 3-02-334-ТК-ПП.3.7 до 3-02-334-ПП.3.123_2027 гвс	7	40	2027
214	От 3-02-334-ТК-ПП.3.7 до 3-02-334-ПП.3.7_2017	18	80	2017
215	От 3-02-334-ТК-ПП.3.7 до 3-02-334-ПП.3.7_2017 гвс	18	40	2017
216	От 3-02-335-ТК-102 до 3-02-335.ПП.3.214.2018	33	80	2018
217	От 3-02-335-ТК-102 до 3-02-335.ПП.3.214.2018 гвс	33	50	2018
218	От 3-02-335-ТК-108 до 3-02-335.ПП.3.28.2015	50	50	2015
219	От 3-02-335-ТК-108 до 3-02-335.ПП.3.28.2015 гвс	50	40	2015
220	От 3-02-335-ТК-110 до 3-02-335.ПП.3.3.2017	135	40	2017
221	От 3-02-335-ТК-110 до 3-02-335.ПП.3.3.2017 гвс	135	40	2017
222	От 3-02-335-ТК-225 до 3-02-335-ТК-ПП-1.41	55	40	2015
223	От 3-02-335-ТК-225 до 3-02-335-ТК-ПП-1.41	55	80	2015
224	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.1.40.2016	18	50	2018
225	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.1.40.2016 гвс	18	40	2018
226	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.1.41.2018	25	50	2018
227	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.1.41.2018 гвс	25	40	2018
228	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.3.63.2015	160	70	2015
229	От 3-02-335-ТК-ПП-1.41 до 3-02-335.ПП.3.63.2015 гвс	160	40	2015
230	От 3-02-336-ТК-310 до 3-02-336.ПП.2.101.2017	120	40	2017
231	От 3-02-336-ТК-310 до 3-02-336.ПП.2.101.2017 гвс	120	40	2017
232	От 3-02-337-ТК-24 до 3-02-337-ПП.3.14.2017	6,9	100	2017
233	От 3-02-337-ТК-34 до 3-02-337-ПП.3.177.2015	46	125	2015
234	От 3-02-337-ТК-36 до 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206	48,9	250	2015
235	От 3-02-337-ТК-43 до 3-02-337-ПП.3.208.2018	119,4	40	2018
236	От 3-02-337-ТК-5 до 3-02-337-ПП.3.62.2020	165,9	80	2020
237	От 3-02-337-ТК-9а до 3-02-337.ПП.3.25.2022	38	40	2022
238	От 3-02-337-ТК-9а до 3-02-337.ПП.3.25.2022 гвс	38	40	2022
239	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206 до 3-02-337-ПП.3.102.2026	117,9	50	2026
240	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206 до 3-02-337-ПП.3.206.2015	19,7	200	2015
241	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206 до 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206_1	118,2	125	2015
242	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206_1 до 3-02-337-ПП.3.4.2015	47,3	125	2015
243	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206_1 до 3-02-337-ПП.3.57.2027	32,1	50	2027
244	От 3-02-337-ТК-ПП.3.4/3.206_1 до 3-02-337-ПП.3.91.2021	186	40	2021
245	От 3-02-338-т.2 до 3-02-338.ПП.1.1.2015	47	50	2015
246	От 3-02-338-ТК-17 до 3-02-338.ПП.3.157.2026	59	50	2026
247	От 3-02-341-ТК.ПП.3.169.2027 до 3-02-341.ПП.3.169.2027	3	40	2027
248	От 3-02-341-ТК.ПП.3.169.2027 до 3-02-341-ТП.СЭС	3	40	2027
249	От 3-02-341-ТК-37 до 3-02-341.ПП.3.104.2027	96	40	2027
250	От 3-02-344-ТК-104 до 3-02-344-ТК.ПП.3.31.2021	18	70	2021
251	От 3-02-344-ТК-104 до 3-02-344-ТК.ПП.3.31.2021-гвс	18	40	2021
252	От 3-02-345.ПП.2.4.2023 до 3-02-345-ТК-201	102	40	2023
253	От 3-02-345.ПП.2.4.2023-гвс до 3-02-345-ТК-201	102	40	2023
254	От И.П.00028 до РА3.01601	96	100	2026

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
255	От И.П.00163 до 3-02-312-ПП.1.39.2016	29,1	80	2016
256	От И.П.01921 до 3-02-335-ПП.3.209.2021	88,2	50	2021
257	От И.П.01922 до 3-02-335-ПП.3.209.2021_гвс	87,5	40	2021
258	От И.П.01967 до 3-02-335.ПП.3.19.2018	9	40	2018
259	От И.П.01968 до 3-02-335.ПП.3.19.2018 гвс	9	40	2018
260	От И.П.02168 до 3-02-327-ПП.3.137.2028	34,6	50	2028
261	От РА3.01039 до 3-02-341-ПП.3.207.2020	11,8	50	2020
262	От РА3.01040 до 3-02-341-ПП.3.207.2020_гвс	10,4	40	2020
263	От РА3.01125 до 3-02-332-ПП.3.74.2015	155,6	50	2015
264	От РА3.01143 до 3-02-332-ПП.3.100.2029	64	40	2029
265	От РА3.01225 до 3-02-333-ПП.3.211.2021	60,7	80	2021
266	От РА3.01527 до 3-02-314-ТК-ПП.2.86	274	50	2021
267	От РА3.01568 до 3-02-314-ПП.3.9.2015	10	50	2015
268	От РА3.01571 до 3-02-325-ПП.2.53_2023	50	40	2023
269	От РА3.01593 до 3-02-332-ТК-ПП-2.204	67,4	100	2021
270	От РА3.01595 до 3-02-316-ПП.3.16.2017	72	50	2017
271	От РА3.01596 до ПП.3.125.2018	9	80	2018
272	От РА3.01597 до 3-02-341.ПП.1.44.2017-гвс	6	40	2017
273	От РА3.01598 до ПП.3.125.2017 гвс	9	40	2018
274	От РА3.01599 до 3-02-341.ПП.1.44.2017	6	40	2017
275	От РА3.01600 до 3-02-330-ПП.3.69.2028	39,1	50	2028
276	От РА3.01601 до РА3.01602	163	40	2026
277	От РА3.01602 до 1-02-03-ПП.3.140.2026	26	40	2026
278	От РА3.01602 до 1-02-03-ПП.3.156.2027	325	40	2027
279	От РА3.01606 до 3-02-03-ПП.3.210.2016	28,7	250	2016
280	От РА3.01606 до 3-02-03-ПП.3.216.2022	27	125	2022
281	От РА3.01607 до 3-02-03-ПП.3.210.2016_гвс	29,4	80	2016
282	От РА3.01607 до 3-02-03-ПП.3.210.2016_гвс	29,4	50	2016
<b>В зоне действия ТЭЦ-1</b>				
283	От 1-01-01-УТС-1 до 1-01-01-ПП.3.15.2018	174,8	80	2018
284	От 1-01-02-СК21/22 до 3-01-218-ПП.3.88.2022	20	40	2022
285	От 1-01-02-ТК-29 до 1-01-02-ТК-29-ПП_1	217	125	2017
286	От 1-01-02-ТК-29-ПП_1 до 1-01-02-ПП.3.199.2020	11	80	2020
287	От 1-01-02-ТК-29-ПП_1 до 1-01-02-ТК-29-ПП_2	32	125	2017
288	От 1-01-02-ТК-29-ПП_2 до 1-01-02-ПП.3.202.2018	50	100	2018
289	От 1-01-02-ТК-29-ПП_2 до 1-01-02-ПП.3.203.2017	7	80	2017
290	От 3-01-01-ТК-104 до 3-01-01-ПП.2.1.2015	64	40	2015
291	От 3-01-01-ТК-104 до 3-01-01-ПП.2.1.2015_гвс	64	40	2015
292	От 3-01-106-ТК-5/13 до 3-01-106-ПП.3.121.2028	141	40	2028
293	От 3-01-106-ТК-5/5 до 3-01-106-ПП.1.32.2018	135	40	2018
294	От 3-01-107-ТК-2/10 до 3-01-107-ПП.3.30.2021	91	40	2021
295	От 3-01-109-ТК-110 до 3-01-109-ПП.2.107.2022	20	40	2022
296	От 3-01-203-ТК8/1 до 3-01-203-ПП.3.166.2029	118	50	2029
297	От 3-01-204-ТК-6/3 до 3-01-204-ПП.3.132.2028	59	80	2028
298	От 3-01-204-ТК-6/3 до 3-01-204-ПП.3.132.2028_гвс	59	40	2028
299	От 3-01-206-ТК-110 до 3-01-206-ПП.3.109.2029	74	80	2029
300	От 3-01-206-ТК-110 до 3-01-206-ПП.3.109.2029_гвс	74	40	2029
301	От 3-01-225-ТК-16 до 3-01-225-ПП.3.96.2026	228	50	2026
302	От 3-01-225-ТК-16 до 3-01-225-ПП.3.96.2026_гвс	228	40	2026
303	От 3-01-225-ТК-19 до 3-01-225-ПП.2.108.2022	135	40	2022
304	От 3-01-225-ТК-19 до 3-01-225-ПП.2.108.2022_гвс	135	40	2022
305	От 3-01-234-СК-110 до 3-01-234-ПП.2.78.2022	80	40	2022
306	От 3-01-234-ТК-141 до 3-01-234-ПП.2.74.2024	76	40	2024
307	От 3-01-234-ТК-202 до РА3.01594	196	40	2023
308	От 3-01-234-УТ-107 до 3-01-234-ПП.3.200.2017	10	50	2017
309	От 3-01-236-ТК-110 до 3-01-236-ПП.2.36.2022	57	40	2022

№ поз.	Участок (начало – конец)	Длина, м	Диаметр 2 Ду, мм	Год стр-ва
310	От 3-01-236-ТК-110 до 3-01-236-ПП.3.32.2018	553	40	2018
311	От 3-01-236-ТК-112 до 3-01-236-ПП.2.37.2023	34	40	2023
312	От 3-01-236-ТК-207 до 3-01-236-ПП.3.201.2017	10	80	2017
313	От И.П.00176 до 3-01-206-ПП.1.18.2015	63	50	2015
314	От И.П.00926 до 3-01-236-ПП.2.73.2021_гвс	38	40	2021
315	От И.П.00927 до 3-01-236-ПП.2.73.2021	38	40	2021
316	От И.П.02212 до 3-01-102-ПП.3.99.2015	55	80	2015
317	От РА3.00899 до 3-01-107-ПП.2.82.2022	9	40	2022
318	От РА3.01239 до 3-01-224-ПП.2.116.2020	27,5	40	2020
319	От РА3.01544 до 1-01-01.ПП.1.21.2015 гвс	5	50	2015
320	От РА3.01545 до 1-01-01.ПП.1.21.2015	5	100	2015
321	От РА3.01546 до 1-01-01.ПП.1.25.2016.гвс	35	50	2016
322	От РА3.01546 до 1-01-01.ПП.1.26.2016.гвс	62	50	2016
323	От РА3.01547 до 1-01-01.ПП.1.25.2016	35	100	2016
324	От РА3.01547 до 1-01-01.ПП.1.26.2016	62	100	2016
325	От РА3.01594 до 3-01-234-ПП.2.115.2023	93	40	2023
326	От РА3.01594 до 3-01-234-ПП.2.128.2028	7	40	2028
<b>В зоне действия котельной №44 - "Ватутина"</b>				
327	От 2-01-44-ТК-1* до 2-01-44.ПП.3.183.2016	26	40	2016
328	От 2-01-44-ТК-40* до 2-01-44.ПП.3.186.2021	38	50	2021
329	От 2-01-44-ТК-ПП-2.15 до 2-01-44.ПП.2.15.2027	59	40	2027
330	От 2-01-44-ТК-ПП-2.15 до 2-01-44.ПП.2.16.2020-2023	369	40	2020
331	От 2-01-44-ТК-ПП-2.15 до 2-01-44-ТК-ПП-2.32	376	40	2027
332	От 2-01-44-ТК-ПП-2.32 до 2-01-44.ПП.2.32.2007	14	40	2027
333	От РА3.01485 до 2-01-44-ТК-ПП-2.15	217	50	2020
334	От РА3.01585 до 2-01-44.ПП.3.119.2028	123	50	2028
335	От РА3.01585 до 2-01-44.ПП.3.185.2021	16	40	2021
336	От РА3.01592 до 2-01-44.ПП.3.191.2021 1	11	40	2021
337	От РА3.01592 до 2-01-44.ПП.3.66.2024	33	50	2021
<b>В зоне действия котельной №50 - "101 квартал"</b>				
338	От 2-01-50-ПП.3.152.2026 до РА3.01581	35,1	40	2026
339	От РА3.01582 до 2-01-50-ПП.3.152.2026	36,3	40	2026
<b>В зоне действия котельной № 7 - "Энергопоезд"</b>				
340	От 2-02-07-ПП.3.37.2019 до РА3.01573	58	150	2019
341	От РА3.01572 до 2-02-07.ПП.3.65.2015	75	40	2015
<b>В зоне действия котельной №32 - "Ленинградская"</b>				
342	От 2-02-32.ПП.3.175.2025 до РА3.00634	3	125	2017
343	От И.П.00484 до 2-02-32.ПП.3.174.2025	30	50	2025
<b>В зоне действия котельной №45 - "Владивостокская"</b>				
344	От 2-02-45.ПП.3.114.2017 до РА3.01576	11	70	2017
345	От 3-02-45.ПП.3.6.2015 до РА3.01603	40,1	70	2015
346	От РА3.01603 до 3-02-45.ПП.3.17.2018	8	40	2018
347	От РА3.01603 до РА3.01575	259	70	2015
<b>В зоне действия котельной №46 - "Школа № 18"</b>				
348	От 2-04-46.ПП.2.76.2024 до 2-04-46-ТК-ПП.2.76.2024	54	40	2024
349	От 2-04-46.ПП.2.77.2022-2024 до 2-04-46-ТК-ПП.2.76.2024	136	40	2022
350	От РА3.01578 до 2-04-46-ПП.2.75.2015	361	40	2015
<b>В зоне действия котельной №62 - "103 квартал"</b>				
351	От И.П.00543 до 2-01-62-ПП.3.194.2018	202,4	125	2018
352	От И.П.00544 до 2-01-62-ПП.3.194.2018_гвс	207,7	80	2018
353	От И.П.01612 до 2-01-62-ПП.3.120.2023	70	80	2023
354	От И.П.01613 до 2-01-62-ПП.3.120.2023_гвс	67,8	40	2023
<b>В зоне действия котельной №40 - "КМП"</b>				
355	От РА3.01557 до 2-01-40.ПП.3.13.2017	34	80	2017
	<b>ИТОГО:</b>	<b>32 869</b>		

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке тепловых сетей составляет 32 869 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 80 мм и с материальной характеристикой 5 230 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость строительства выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 1 023 млн. руб. в ценах 2015 года без учета НДС.

**Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Предложения по реконструкции участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице 3.5.

При подключении перспективной тепловой нагрузки возникают проблемы в системе транспорта тепла котельной №7 «Энергопоезд», №32 «Ленинградская» и №62 «108 квартал» по следующим направлениям:

- От котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019;
- От котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025;
- От котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018;
- От ТЭЦ-2 до ЦТП-338, 341, 324, 322, 320, 321, ИТП-50, ЦТП-ПП.4.18, и т.д.

Таблица 3.5 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по первому сценарию

Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконструкции	Кап. вложения в ценах 2015 г., тыс.руб
			Подающий тр-д	Обратный тр-д	Подающий тр-д	Обратный тр-д			
Зона действия ТЭЦ-2									
И.Д.00007	И.П.00044	39,6	500	500	600	600	подземная	2016	7 046,82
И.П.00044	1-02-03-УТП-15	134,4	500	500	600	600	надземная	2016	13 747,78
1-02-03-ДК-11/1	1-02-03-ТК-ПП.1.49	79	400	400	500	500	надземная	2016	6 856,41
1-02-03-УТП-15	И.П.01079	607	500	500	600	600	надземная	2016	62 090,03
1-02-03-ВК-9	1-02-03-УТС-10	25,2	500	500	600	600	подземная	2016	4 484,34
И.П.01079	1-02-03-УТС-9	9,7	500	500	600	600	надземная	2016	992,21
1-02-03-ДК-11/2	1-02-03-УТС-12	373,7	400	400	500	500	подземная	2016	57 534,85
И.П.00071	1-02-03-УТС-11	22,8	500	500	600	600	надземная	2016	2 332,21
1-02-03-ДК-9	И.Д.00008	80	500	500	600	600	надземная	2016	8 183,20
1-02-03-ТК-ПП.1.49	1-02-03-ДК-11/2	108	400	400	500	500	подземная	2016	16 627,68
1-02-03-ЦТП-338 (закр)	РАЗ.00366	6	150	150	200	200	надземная	2016	244,08
1-02-03-ТК-4.1	1-02-03-ЦТП-341 (закр)	2	250	250	300	300	надземная	2020	108,88
И.Д.00006	1-02-03-УТП-14/4	257	200	200	350	350	надземная	2016	16 327,21
3-02-308-ТК-106	И.П.02322	72	100	100	125	125	надземная	2025	2 100,96
И.П.02322	И.П.02323	26	100	100	125	125	подземная	2025	1 838,20
И.П.02323	3-02-308-УТ-107	62	100	100	125	125	надземная	2025	1 809,16
3-02-308-УТ-107	3-02-308-УТ-108	90,5	100	100	125	125	надземная	2025	2 640,79
3-02-308-УТ-108	3-02-308-УТ-109	50	100	100	125	125	надземная	2025	1 459,00
3-02-308-УТ-109	3-02-308-УТ-110	15	80	80	125	125	надземная	2025	437,70
3-02-308-УТ-110	3-02-308-УТ-110/1	85	70	70	100	100	надземная	2025	1 976,25
РАЗ.01169	РАЗ.01600	38,8	20	20	50	50	подземная	2028	1 785,96
3-02-337-ЦТП-337	3-02-337-КОЛ.	17,5	250	250	400	400	надземная	2015	1 247,40
3-02-337-КОЛ.	3-02-337-т.В	32	300	300	350	350	надземная	2015	2 032,96
3-02-337-ТК-7	3-02-337-т.В	40	250	250	350	350	подземная	2015	4 719,60
3-02-337-ТК-7	И.П.02630	38	250	250	350	350	подземная	2015	4 483,62
И.П.02630	3-02-337-ТК-1	74	250	250	350	350	надземная	2015	4 701,22
3-02-337-ТК-1	3-02-337-ТК-20	40	250	250	300	300	подземная	2015	4 186,40
3-02-337-ТК-20	3-02-337-ТК-104	73	250	250	300	300	подземная	2015	7 640,18
3-02-337-ТК-21	3-02-337-ТК-104	87	250	250	300	300	подземная	2015	9 105,42
3-02-337-ТК-21	3-02-337-ТК-24	45	250	250	300	300	подземная	2015	4 709,70

Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконструкции	Кап. вложения в ценах 2015 г., тыс.руб
			Подающий тр-д	Обратный тр-д	Подающий тр-д	Обратный тр-д			
3-02-337-ТК-28	3-02-337-ТК-32	22	200	200	250	250	подземная	2015	2 138,18
3-02-337-ТК-32	3-02-337-ТК-33	32	200	200	250	250	подземная	2015	3 110,08
3-02-337-ТК-33	3-02-337-ТК-34	43	200	200	250	250	подземная	2015	4 179,17
3-02-337-ТК-34	3-02-337-ТК-35	56	200	200	250	250	подземная	2015	5 442,64
3-02-337-ТК-35	3-02-337-ТК-36	107	200	200	250	250	подземная	2015	10 399,33
<b>Итого по ТЭЦ-2</b>		<b>2 890,20</b>							<b>278 719,63</b>
<b>Зона действия котельной № 7 «Энергопоезд»</b>									
РА3.00635	РА3.01572	274,4	150	150	200	200	надземная	2019	11 162,59
РА3.01572	2-02-07-ТК-2	187,6	150	150	200	200	надземная	2019	7 631,57
2-02-07-ТК-2	2-02-07-ТК-5	72	125	125	150	150	надземная	2019	2 382,48
2-02-07-ТК-5	И.П.00388	50	125	125	150	150	подземная	2019	3 536,00
<b>Итого по котельной № 7</b>		<b>584,00</b>							<b>24 712,64</b>
<b>Зона действия котельной №32 «Ленинградская»</b>									
И.П.00484	2-02-32-тч.Г	32	100	100	150	150	надземная	2017	1 058,88
2-02-32-тч.Г	РА3.00629	95	100	100	150	150	надземная	2017	3 143,55
<b>Итого по котельной № 32</b>		<b>127,00</b>							<b>4 202,43</b>
<b>Зона действия котельной №65 «103 квартал»</b>									
РА3.00161	2-01-62-ТК-47	20	80	80	150	150	подземная	2018	1 414,40
2-01-62-ТК-47	И.П.00543	103	50	50	125	125	подземная	2018	7 282,10
2-01-62-ТК-47	И.П.00544	103	40	25	50	50	подземная	2018	4 741,09
<b>Итого по котельной № 65</b>		<b>226,00</b>							<b>13 437,59</b>
<b>ВСЕГО:</b>		<b>3 827,20</b>							<b>321 072,29</b>



Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 3 827,2 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 274 мм и с материальной характеристикой 2 093,95 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 349 мм, материальная характеристика – 2 667,75 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость перекладок выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 321,07 млн. руб.

Ниже на рисунках с 3.4 по 3.15 представлены пьезометрические графики для вариантов без реконструкции и с реконструкцией трубопроводов тепловых сетей с увеличением диаметров и проблемные пути.

Путь от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019 представлен на рисунке 3.4, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.5, с реконструкцией – на рисунке 3.6.



Рисунок 3.4 – Путь от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019

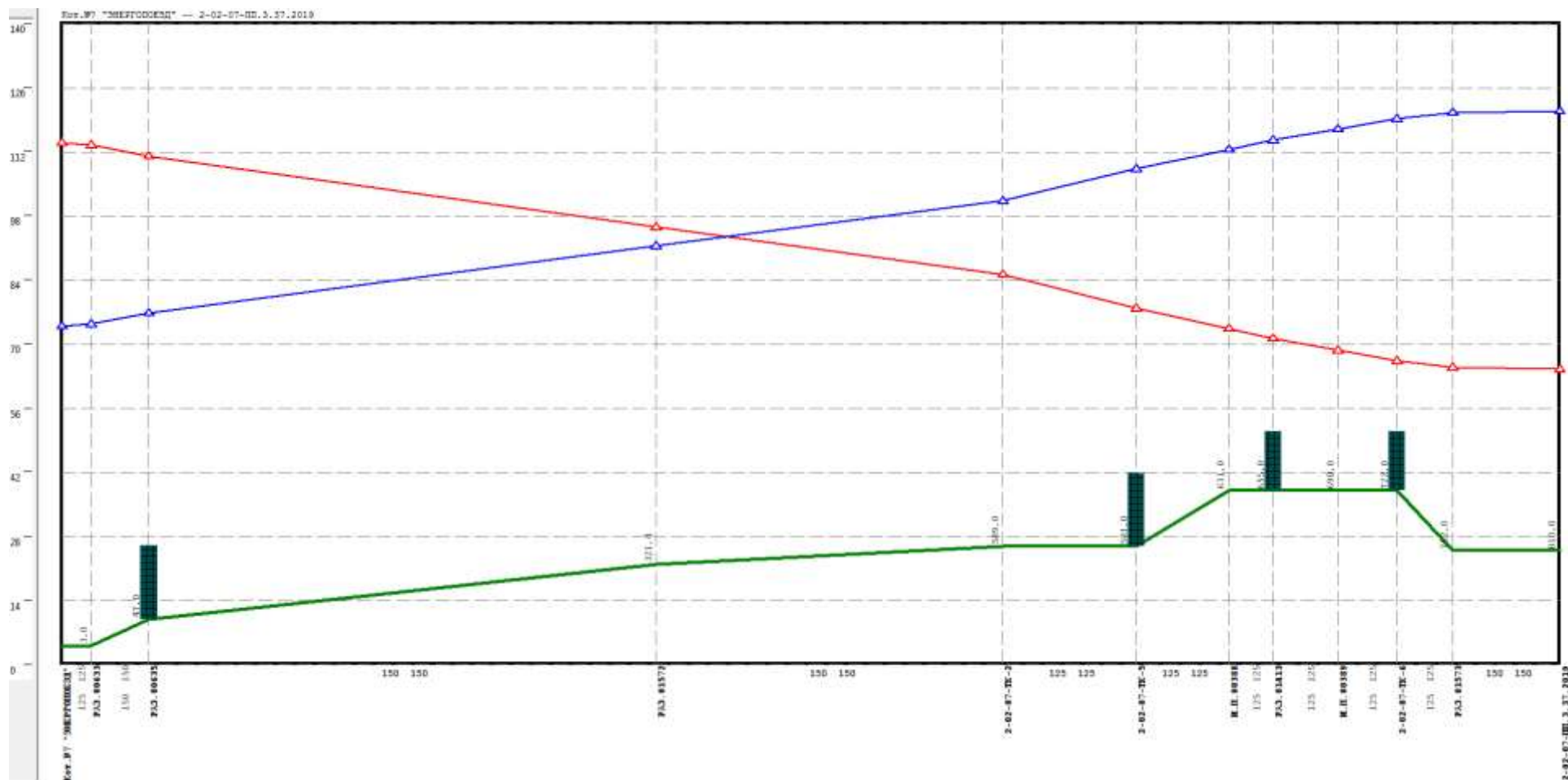


Рисунок 3.5 – Пьезометрический график по пути от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019 без переключателей

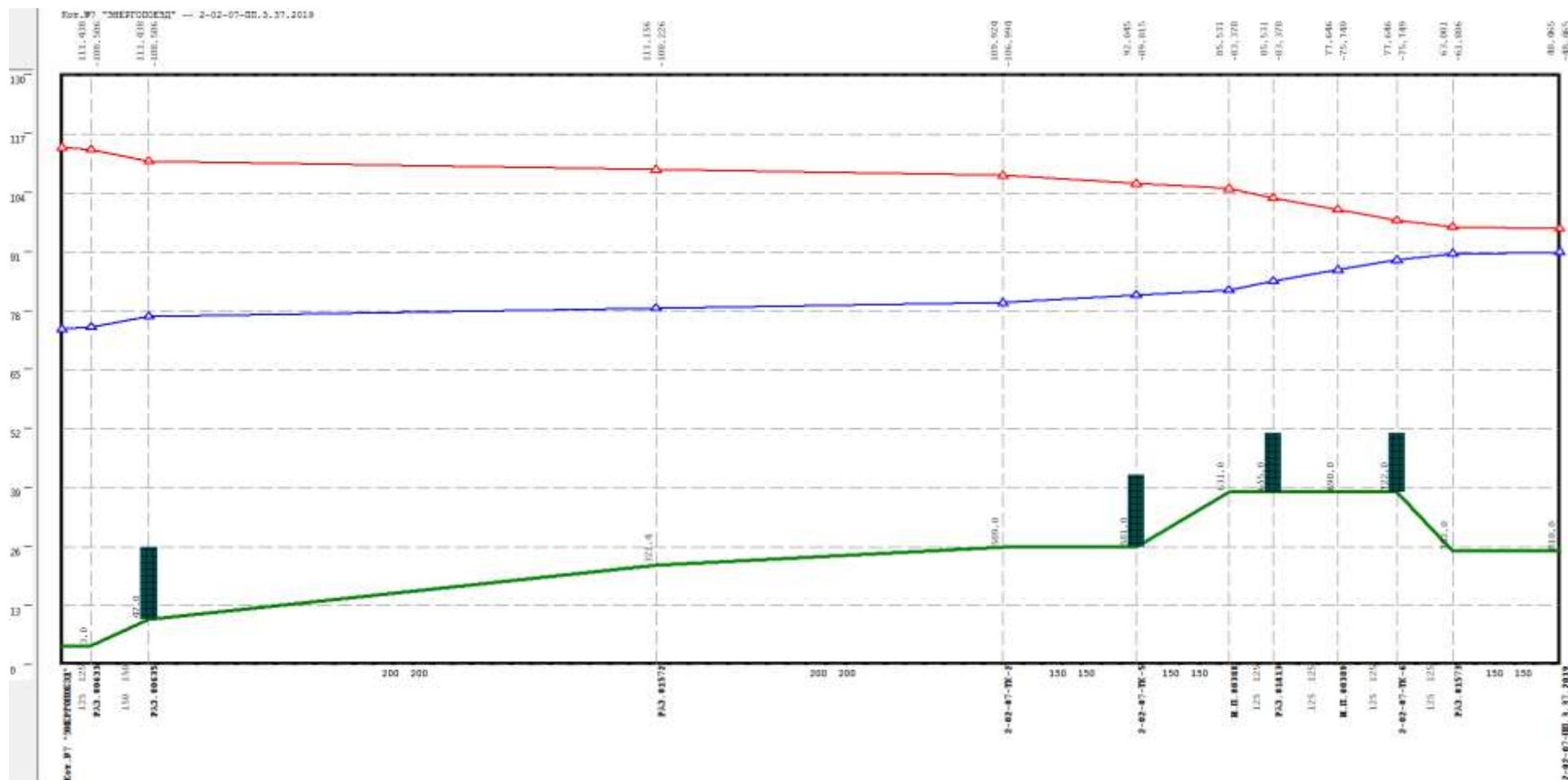


Рисунок 3.6 – Пьезометрический график по пути от котельной № 7 до 2-02-07-ПП.3.37.2019 с перекладками

Путь от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025 представлен на рисунке 3.7, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.8, с реконструкцией – на рисунке 3.9.



Рисунок 3.7 – Путь от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025

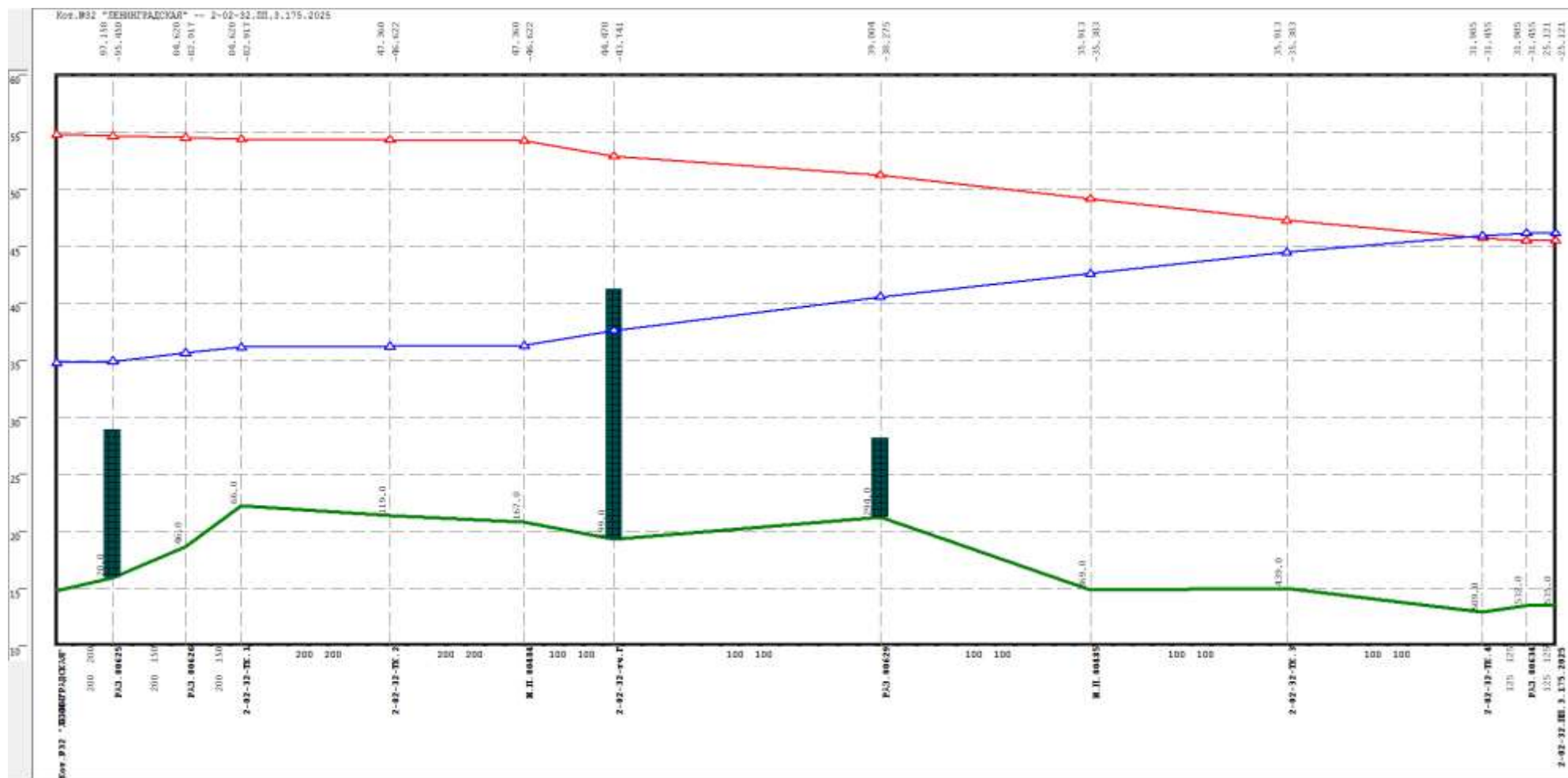


Рисунок 3.8 – Пьезометрический график по пути от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025 без переключков



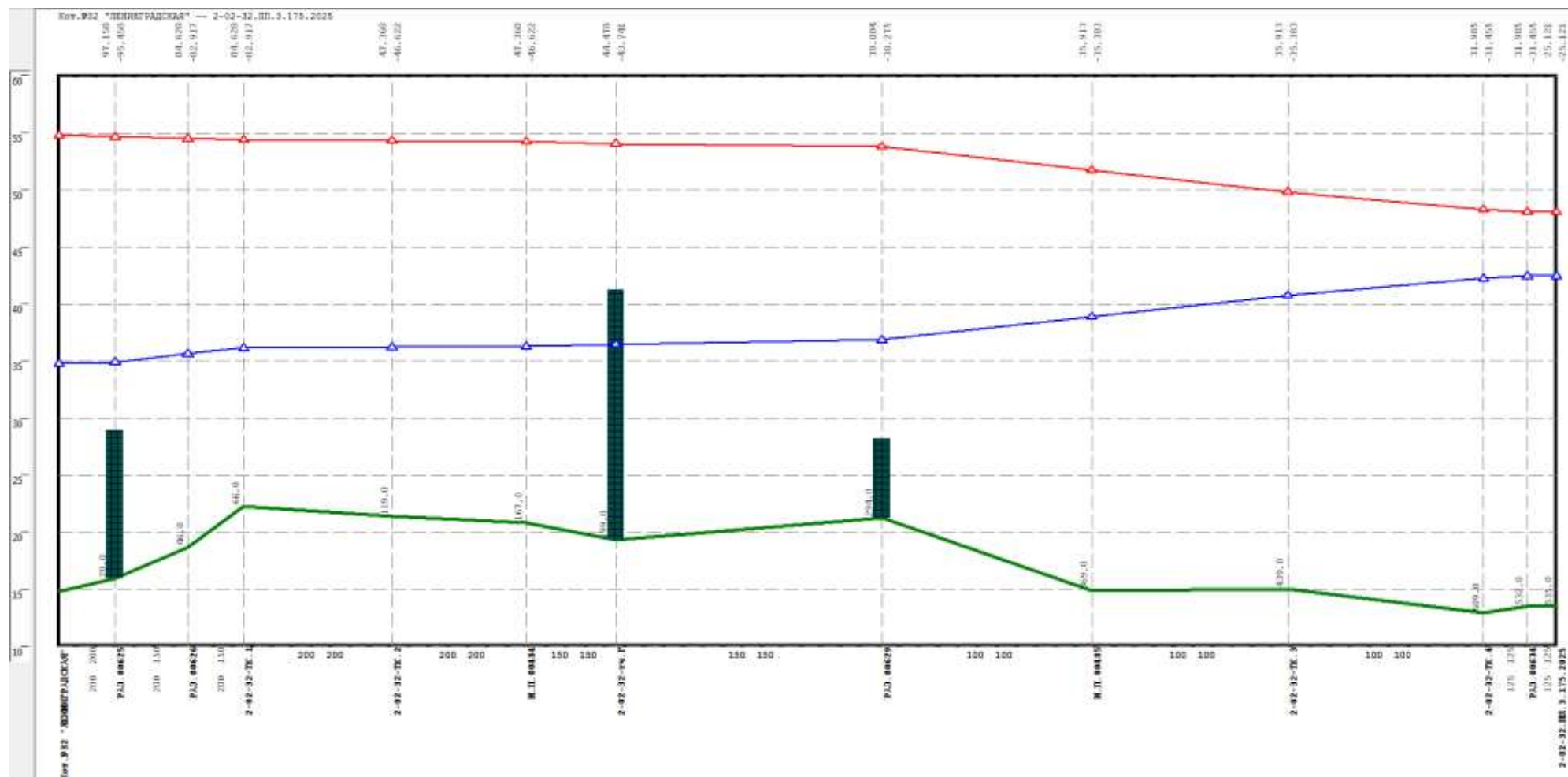


Рисунок 3.9 – Пьезометрический график по пути от котельной № 32 до 2-02-32.ПП.3.175.2025 с перекладками



Путь от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018 представлен на рисунке 3.10, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.11, с реконструкцией – на рисунке 3.12.



Рисунок 3.10 – Путь от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018

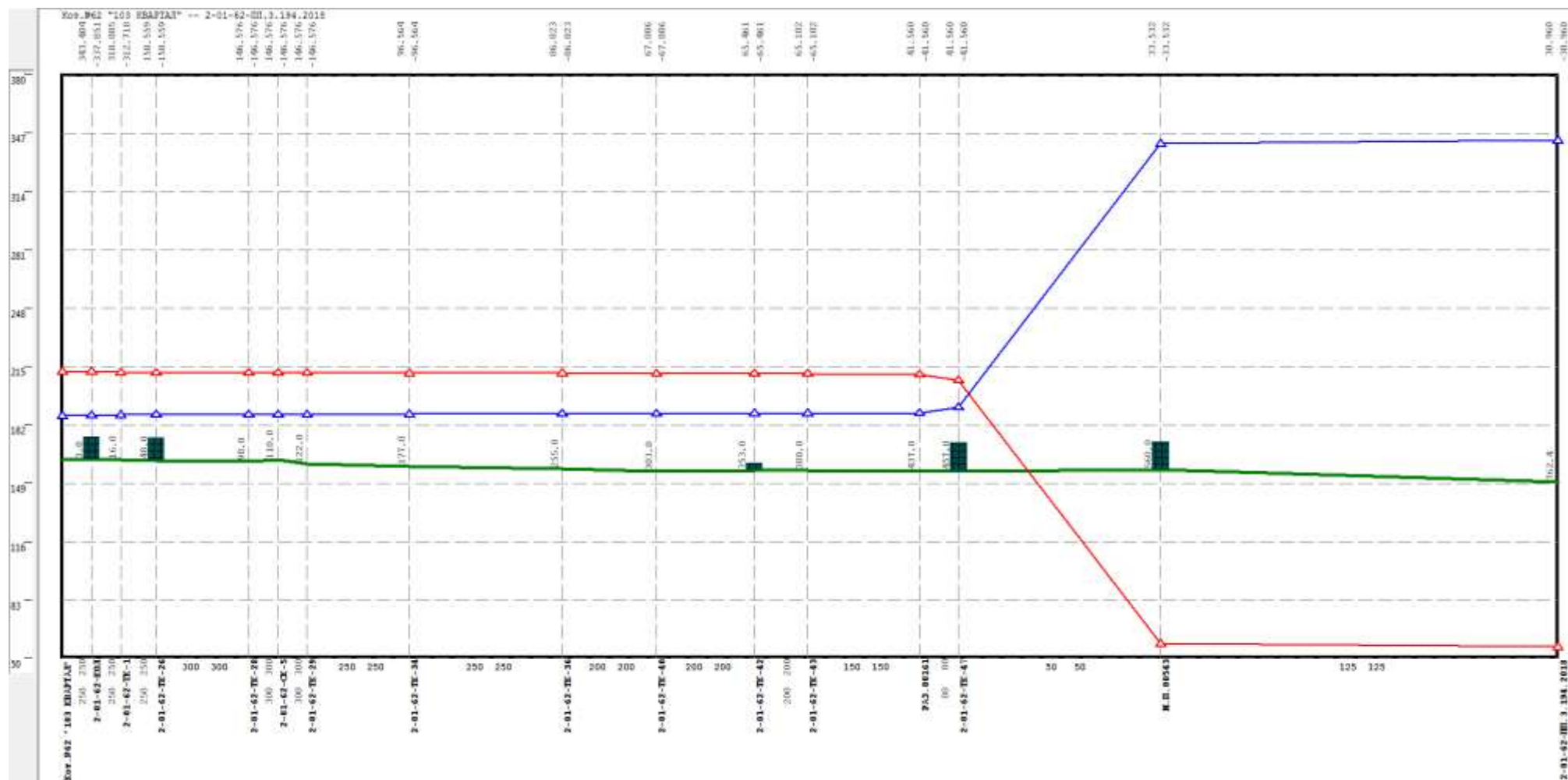


Рисунок 3.11 – Пьезометрический график по пути от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018 без перепадов

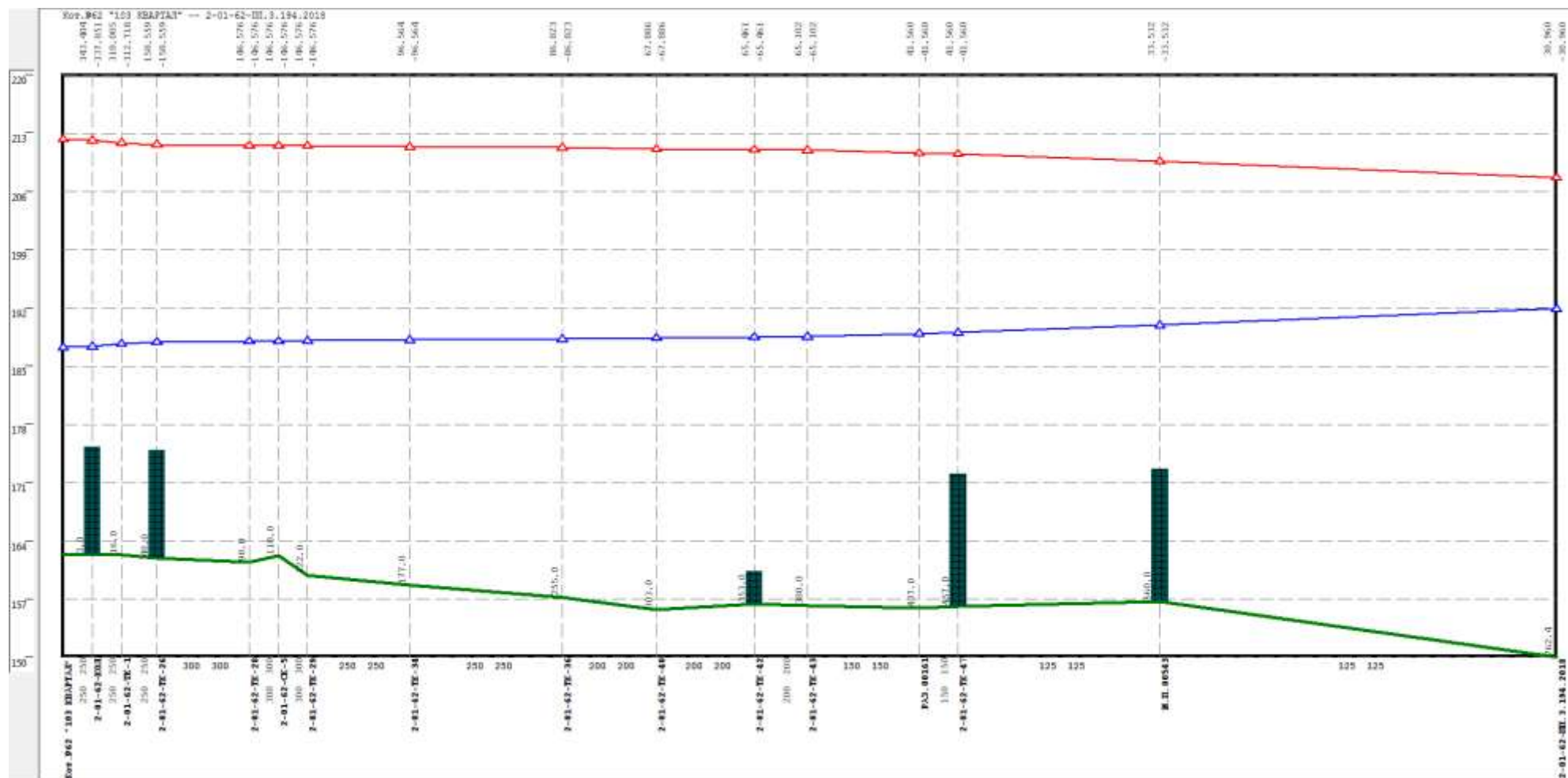


Рисунок 3.12 – Пьезометрический график по пути от котельной № 62 до 2-01-62-ПП.3.194.2018 с перекладками

Путь от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 представлен на рисунке 3.13, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.14, с реконструкцией – на рисунке 3.12 ÷ 3.15.

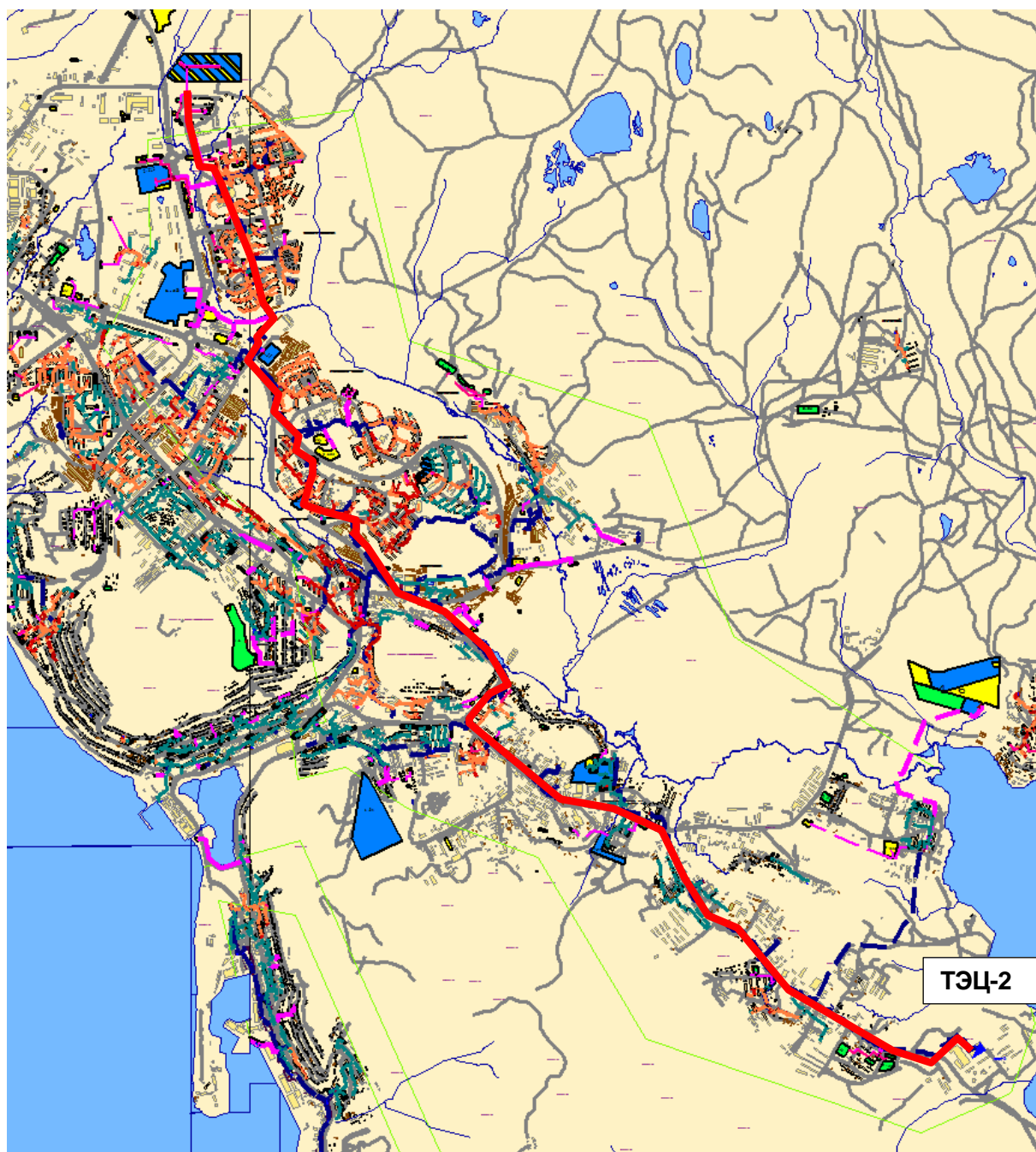


Рисунок 3.13 – Путь от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18



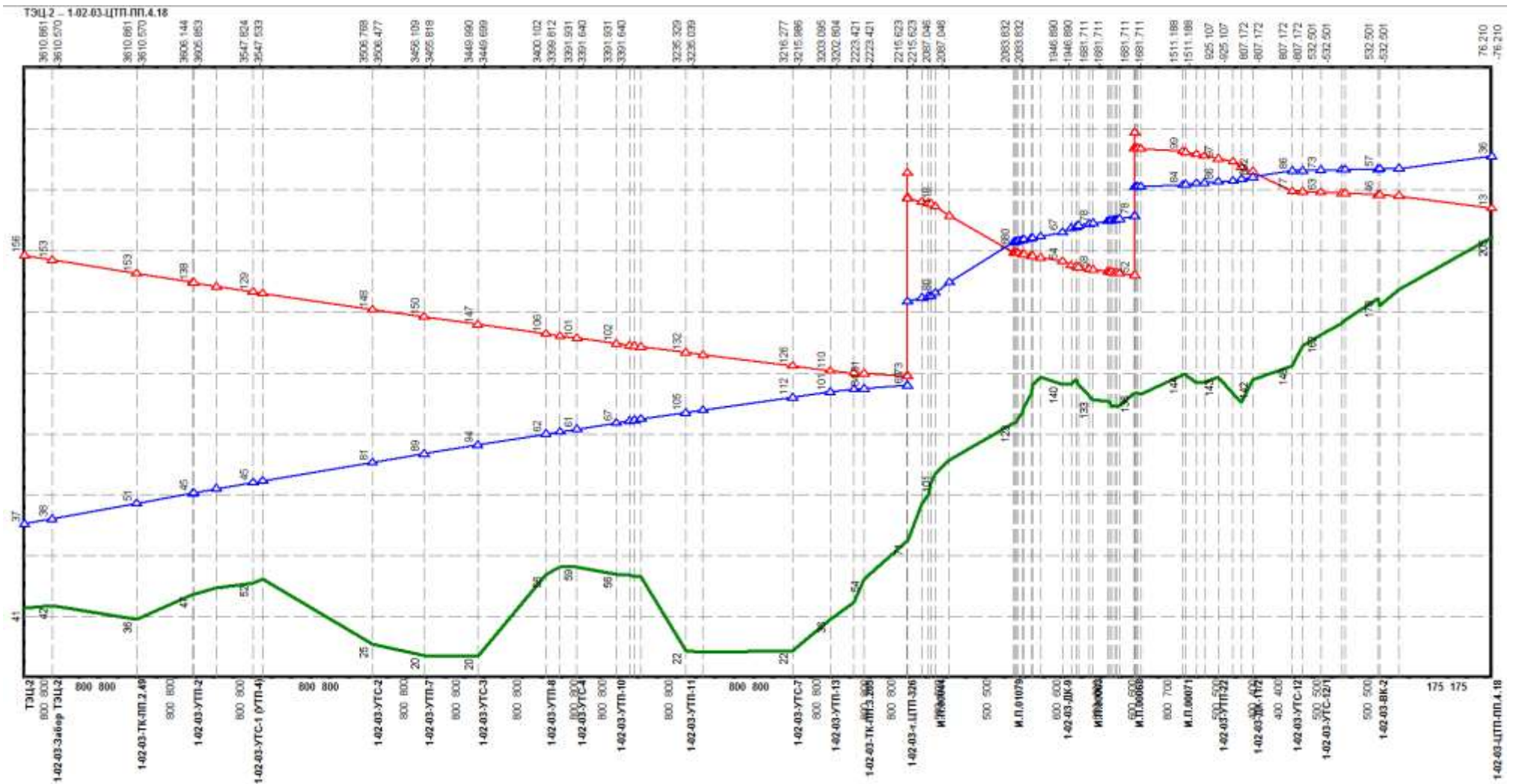


Рисунок 3.14 – Пьезометрический график по пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 без переключений

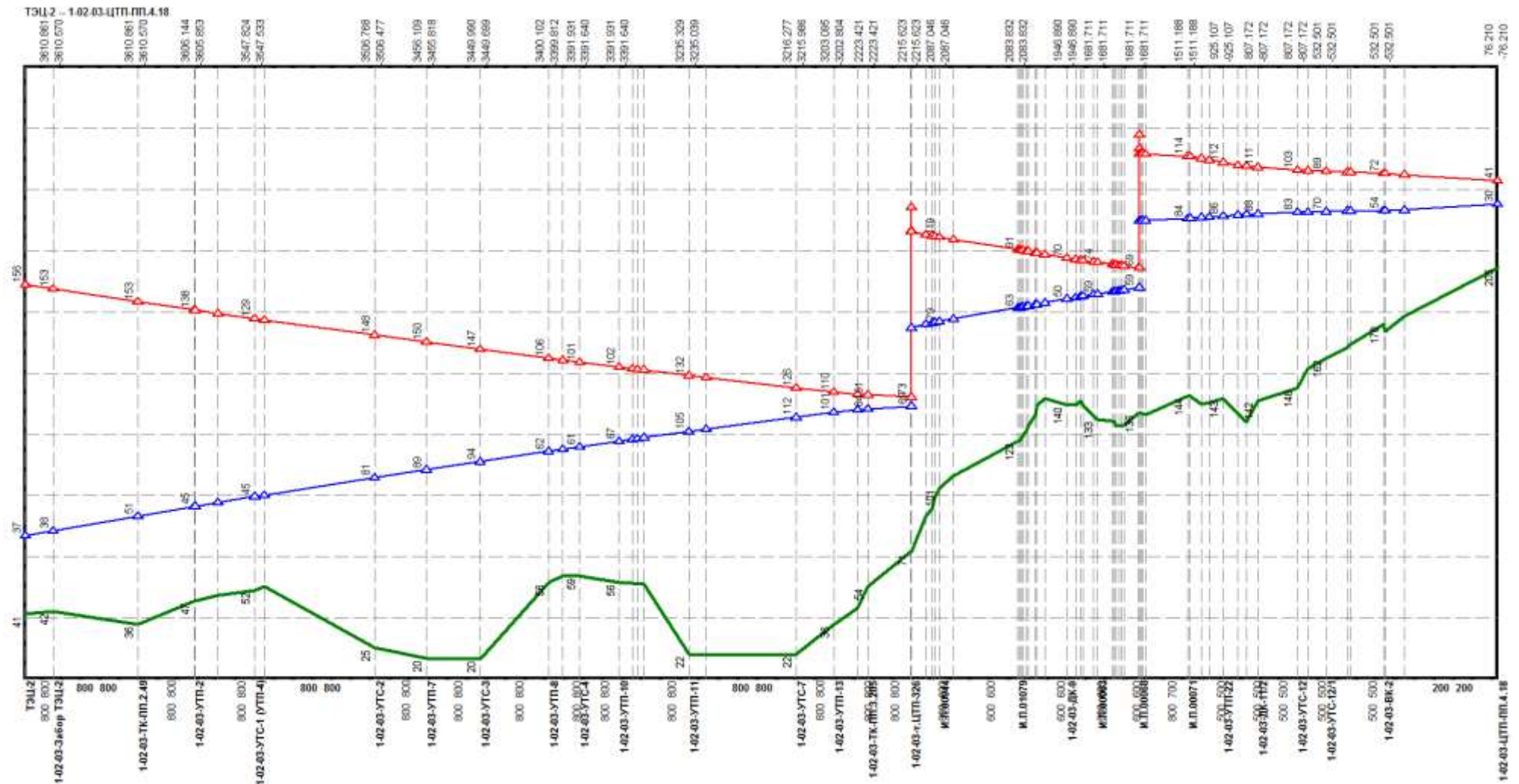


Рисунок 3.15 – Пьезометрический график по пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.4.18 с перекадками



### **Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением установленной тепловой мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективных потребителей:**

Реконструкция котельной №7 «Энергопоезд» с увеличением установленной тепловой мощности на 0,45 Гкал/ч (0,5 МВт). Суммарная установленная мощность котельной составит 3,25 Гкал/ч, что обеспечит минимальную подачу тепла потребителям (84% от тепловой нагрузки отопления, в соответствии со СНиП 41-02-2003) при выходе из строя наиболее мощного агрегата.

Оценочная стоимость реконструкции котельной №7 составляет 8 млн. руб.

### **Строительство новых ЦТП:**

Для обеспечения перспективной планируемой тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ и рассматриваемых котельных предлагается строительство новых ЦТП суммарной мощностью 18,5 Гкал/ч.

Предлагаемые к строительству ЦТП представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Новые ЦТП, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

№ п/п	Название ЦТП	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Мощность, Гкал/ч	Кап. Затраты, млн. руб.
1	ЦТП-ПП.3.26_2019	2,092	2,8	14,07
2	ЦТП-ПП.1.37_2016-2019	0,478	0,8	6,92
3	ЦТП-ПП.1.42_2016	4,247	4,4	19,79
4	ЦТП-ПП.3.210	4,025	4,2	19,14
5	ЦТП-ПП.4.18	4,48	4,6	20,48
6	ЦТП-ПП.4.1_2020-2024	0,332	0,6	6,04
7	ЦТП-ПП.2.49/2.50_2018-2024	0,276	0,5	5,70
8	ЦТП-ПП.1.2.-1.17_2017	0,3675	0,6	6,25
<b>ИТОГО:</b>		<b>16,30</b>	<b>18,5</b>	<b>98,39</b>

### **Строительство новых насосных станций:**

Для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей в зоне застройки 4.1 (см. рисунок 3.16) от ТЭЦ-2 необходимо строительство повысительной насосной станции в районе магистральной тепловой камеры УТП-14/1. производительностью 500 т/ч (с насосами марки КГВ-250-55 (1раб+1рез)) в районе УТП-14/1.

Капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 16,02 млн.руб.

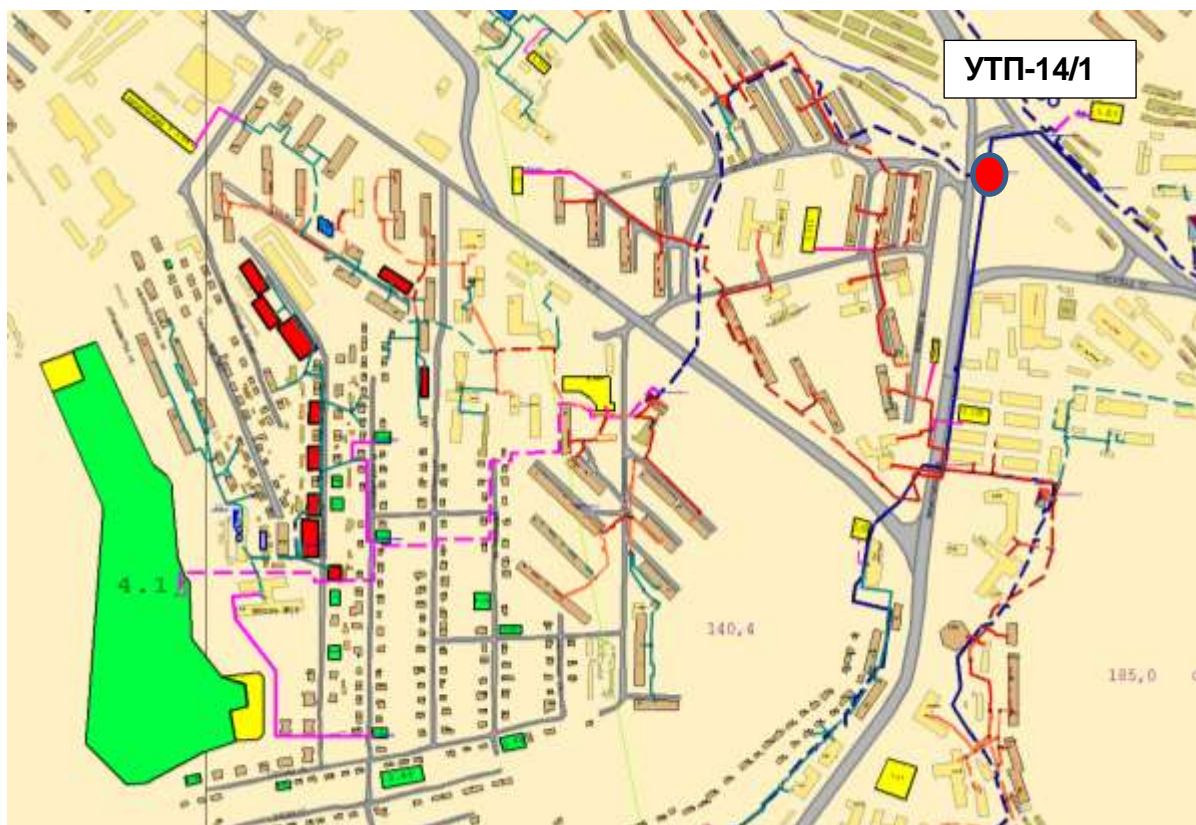


Рисунок 3.16 – Подключение на ТЭЦ-2 перспективной зоны застройки 4.1

**Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей:**

По результатам анализа предлагается осуществлять реконструкцию (замену или капитальный ремонт оборудования исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет) котлоагрегатов представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Год реконструкции, замены
<b>Котельная №46 «Школа №18»</b>			
ДКВР-4/13	2004	2,50	2020
ДКВР-4/13	2005	2,50	2021
<b>Котельная №43 «Чубарова»</b>			
ДКВР-10/13	1976	6,49	2024
ДКВР-10/13	2005	6,49	2029
<b>Котельная №2 «КГТУ»</b>			
ДКВР-4/13	1978	2,96	2026
ДКВР-4/13	1978	2,96	2026

Оценочная стоимость технического перевооружения котельных составляет 14,78 млн. руб.

### Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок:

В рамках мероприятий, предлагаемых к реализации на ТЭЦ, предлагается продление паркового ресурса турбоагрегатов и проведение текущих капитальных ремонтов турбоагрегатов. Прогноз сроков достижения паркового ресурса строился по средней фактической наработке турбоагрегатов за последние 3 года. Парковый ресурс турбоагрегатов принимался в соответствии с РД 10-577-03 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций». Также капитальные ремонты турбоагрегатов предлагается проводить наработке каждые 35 тыс. ч.

В таблице 3.8 представлены мероприятия по продлению паркового ресурса турбоагрегатов ТЭЦ, в таблице 3.9 представлены мероприятия по проведению капитальных ремонтов турбоагрегатов.

Таблица 3.8 – Мероприятия по продлению паркового ресурса турбоагрегатов

Источник тепловой энергии	Ст. номер ТА	Год достижения паркового ресурса	Капитальные затраты в ценах 2015 года с НДС, тыс. руб.
<b>ТЭЦ-1</b>			
Т-50-90	№ 6	2028	3 000
<b>ТЭЦ-2</b>			
ПТ-80-100-130/13	№1	2021	6 000
Т-100/120-130	№2	2023	6 000
<b>ИТОГО:</b>			<b>15 000</b>

Таблица 3.9 – Мероприятия по проведению капитальных ремонтов турбоагрегатов

Источник тепловой энергии	Ст. номер ТА	Год проведения капитального ремонта	Капитальные затраты в ценах 2015 года с НДС, тыс. руб.
<b>ТЭЦ-1</b>			
ПТ-25-90/10М	№ 3	2030	500
Р-44-90/1,2	№ 4	2022	500
К-50-90-4	№ 5	2019	500
Т-50-90	№ 6	2021	500
<b>ТЭЦ-2</b>			
ПТ-80-100-130/13	№1	2016, 2027	1 000
Т-100/120-130	№2	2019, 2029	1 000
<b>ИТОГО:</b>			<b>4 000</b>

Капитальные затраты на реконструкцию ТЭЦ составляют 19 млн. руб. Суммарные капиталовложения по первому сценарию развития СЦТ ТЭЦ составляют 1 500,34 млн. руб. в ценах 2015 года без учета НДС.

### 3.2.3. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 2 без строительства переемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Во втором сценарии развития СЦТ ТЭЦ предусматривается переключение на ТЭЦ-2 тепловой нагрузки всех 9-ти котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62.

Зона действия ТЭЦ в данном сценарии представлена на рисунке 3.17, увеличение зоны действия ТЭЦ-2 за счет переключения на неё потребителей котельных представлено желтым цветом.

В таблице 3.10 представлены прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ по состоянию на конец 2029 года.

Таблица 3.10 – Прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ по второму сценарию по состоянию на конец 2029 года

Теплоисточники	Прогнозируемая перспективная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
ТЭЦ-1	62,08	14,68	76,76
ТЭЦ-2	232,31	41,19	273,50
<b>ИТОГО:</b>	<b>294,39</b>	<b>55,87</b>	<b>350,26</b>



Рисунок 3.17 – Зоны действия ТЭЦ во втором сценарии

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия в зонах действия рассматриваемых теплоисточников:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ;
- Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Новое строительство ЦТП;
- Новое строительство насосных станций;

- Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП;
- Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

**Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки аналогично первому сценарию развития СЦТ ТЭЦ.

**Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ:**

Участки тепловых сетей (выделены синим цветом), предлагаемые к новой прокладке для подключения потребителей котельных №№ на тепловые сети ТЭЦ-2, представлены на рисунке 3.19, для подключения потребителей котельных № 18 на рисунке 3.18 и котельных №№ 7, 32 и 34 на рисунке 3.20.

Подключение потребителей котельных №№ 40, 44, 50, 62 предлагается к магистральному теплопроводу от ТЭЦ-2 между тепловой камерой 1-02-03-УТП-28 и ЦТП-337 в тепловой камере 1-02-03-ТК (см рисунок 3.19).

Подключение потребителей котельной № 45 предлагается к магистральному теплопроводу от ТЭЦ-2 между тепловой камерой 1-02-03-ТК-4.1 и ЦТП-338 в тепловой камере 3-02-323-ТК (см рисунок 3.19).

Подключение потребителей котельной № 46 предлагается к магистральному теплопроводу от ТЭЦ-2 после ЦТП-341 в тепловой камере 1-02-03-ТК-4.1 (см рисунок 3.18).

Подключение потребителей котельных № 7, 32, 34 предлагается к магистральному теплопроводу от ТЭЦ-2 после тепловой камеры 1-02-03-УТС-3\* (см рисунок 3.20).

Характеристики участков тепловых сетей, предлагаемые к новой прокладке для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ-2, представлены



в таблице 3.11.

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке представленных в таблице 3.11 тепловых сетей составляет 7 160 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 238 мм и с материальной характеристикой 3 407,7 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 426,00 млн. руб.

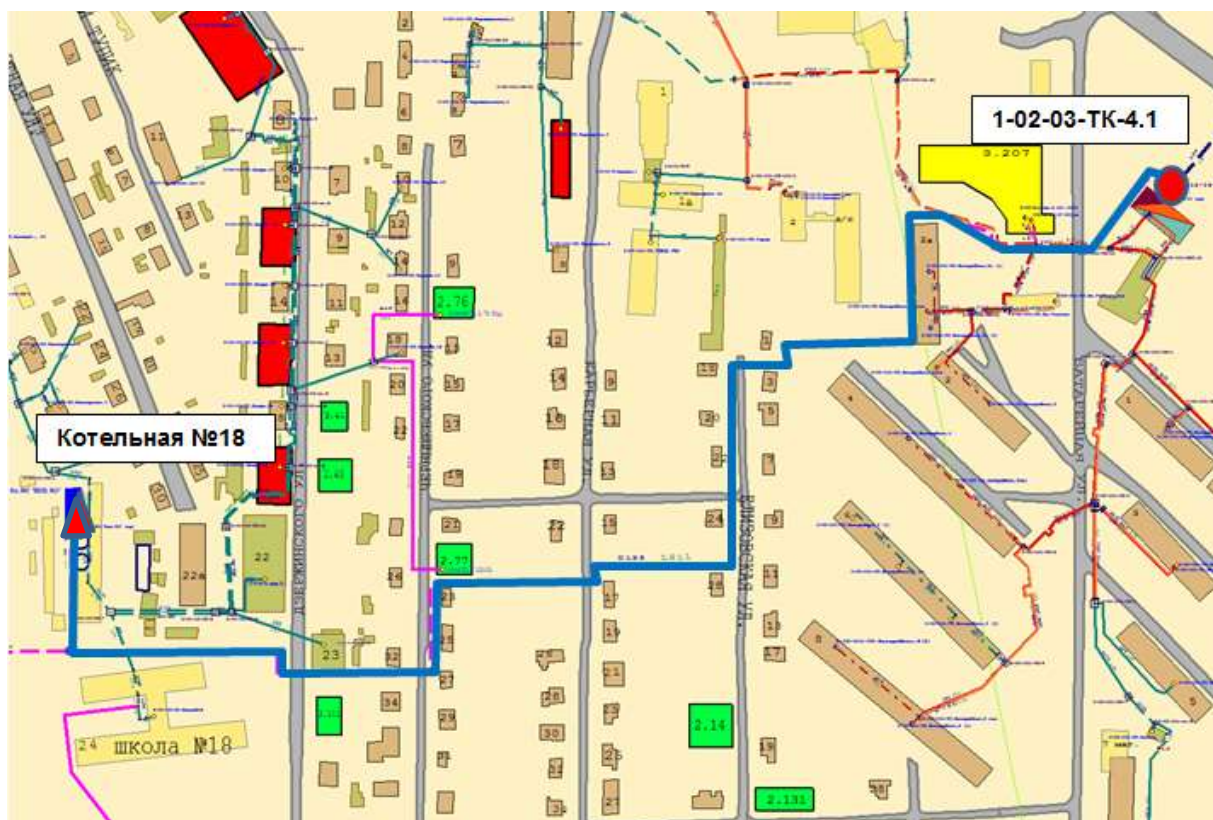


Рисунок 3.18 – Переключение потребителей котельной №46 на ТЭЦ-2





Рисунок 3.19 – Переключение потребителей котельных №№ 40, 44, 50, 62 и 45 на ТЭЦ-2





Рисунок 3.20 – Переключение потребителей котельных №№ 7, 32 и 34 на ТЭЦ-2

Таблица 3.11 – новая прокладка тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по второму сценарию

Начало участка	Конец участка	Длина участка, п.м	Диаметр труб 2 Ду, мм	Тип прокладки	Год строительства
1-02-03-УТС-3*	1-2-3-УТ-16	400	500	надземная	2015
1-02-03-УТ-16	1-02-03-ТК-кот-№32	210	250	надземная	2015
1-02-03-ТК-кот-№32	2-02-32-ЦТП-№32 "Ленинградская" (закр)	10	100	надземная	2015
1-02-03-ТК-кот-№32	1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	875	175	надземная	2016
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-07-ЦТП-№7 "Энергопоезд"	10	150	надземная	2016
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-34-Кот.№34(закр)	595	80	надземная	2016
2-04-46-ТК-КОТ.46	2-04-46-ЦТП-№46 "Школа №18" (закр)	55	125	надземная	2017
1-02-03-ТК-4.1	2-04-46-ТК-КОТ.46	930	125	надземная	2018
3-02-323-ТК-КОТ.45	2-02-45-ЦТП-№45 "Владивостокская" (закр)	1095	150	надземная	2017
1-02-03-ТК-Ватутина, КМП, 101 кв, 103 кв	1-02-03-ТК-КМП, 103 кв	675	450	подземная	2017
1-02-03-ТК-КМП, 103 кв	1-02-03-ТК-103 кв	330	300	подземная	2018
1-02-03-ТК-103 кв	2-01-62-ЦТП№62 "103 квартал" (закр)	830	250	подземная	2018
1-02-03-ТК-КМП, 103 кв	1-02-03-ТК-101 кв	370	350	подземная	2017
1-02-03-ТК-101 кв	1-01-50-ЦТП-кот. №50 "101 кв" (закр)	230	250	подземная	2018
1-02-03-ТК-101 кв	2-01-44-ЦТП-№44 "Ватутина" (закр)	545	300	подземная	2017

**Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Необходимые предложения по реконструкции участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице.

Таблица 3.12 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по второму сценарию

№ Уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, п.м.	Существующие диаметры Ду, мм.		Предлагаемые диаметры Ду, мм		Тип прокладки	Год перекладки
				подающий	обратный	подающий	обратный		
1	ТЭЦ-2	1-02-03-КОЛ-ТЭЦ-2	1	800	800	1000	1000	надземная	2016
2	1-02-03-КОЛ-ТЭЦ-2	1-02-03-Забор ТЭЦ-2	260	800	800	1000	1000	надземная	2016
3	1-02-03-Забор ТЭЦ-2	1-02-03-ТК-ПП.2.49	800	800	800	1000	1000	надземная	2016
4	1-02-03-ТК-ПП.2.49	1-02-03-УТП-2	530,5	800	800	1000	1000	надземная	2016
5	1-02-03-УТП-2	1-02-03-УТП-2/1	6,5	800	800	1000	1000	надземная	2016
6	1-02-03-УТП-2/1	1-02-03-УТП-3	217	800	800	1000	1000	надземная	2016
7	1-02-03-УТП-3	1-02-03-УТС-1 (УТП-4)	345,5	800	800	1000	1000	надземная	2016
8	1-02-03-УТС-1 (УТП-4)	1-02-03-УТП-5	91	800	800	1000	1000	надземная	2016
9	1-02-03-УТП-5	1-02-03-УТС-2	1036	800	800	1000	1000	надземная	2016
10	1-02-03-УТС-2	1-02-03-УТП-7	490	800	800	1000	1000	надземная	2016
11	1-02-03-УТП-7	1-02-03-УТС-3	504	800	800	1000	1000	надземная	2016
12	1-02-03-УТС-3	1-02-03-УТП-8	645	800	800	1000	1000	надземная	2016
13	1-02-03-УТП-8	1-02-03-УТП-9	136	800	800	1000	1000	надземная	2016
14	1-02-03-УТП-9	1-02-03-УТС-4	159	800	800	1000	1000	надземная	2016
15	1-02-03-УТС-4	1-02-03-УТП-10	372	800	800	1000	1000	надземная	2016
16	1-02-03-УТП-10	И.П.00016	123	800	800	1000	1000	надземная	2016
17	И.П.00016	И.П.00017	47	800	800	1000	1000	надземная	2016
18	И.П.00017	1-02-03-УТС-5	60	800	800	1000	1000	надземная	2016
19	1-02-03-УТС-5	1-02-03-УТП-11	424	800	800	1000	1000	надземная	2017
20	1-02-03-УТП-11	1-02-03-УТС-6	166	800	800	1000	1000	надземная	2017
21	1-02-03-УТС-6	1-02-03-УТС-7	845	800	800	1000	1000	надземная	2017
22	1-02-03-УТС-7	1-02-03-УТП-13	356	800	800	1000	1000	надземная	2017
23	1-02-03-к.ПНС-3	1-02-03-УТС-8	137,7	600	600	700	700	надземная	2017
24	1-02-03-УТС-8	И.П.00041	56	600	600	700	700	надземная	2017
25	И.П.00041	И.Д.00007	31	600	600	700	700	надземная	2017
26	И.Д.00007	И.П.00044	39,6	500	500	700	700	подземн	2017
27	И.П.00044назем	1-02-03-УТП-15	134,4	500	500	700	700	надзем	2017
28	1-02-03-УТП-15	И.П.01079	607	500	500	700	700	надзем	2017
29	И.П.01079	1-02-03-УТС-9	9,7	500	500	700	700	надзем	2017
30	1-02-03-УТС-9	И.П.00051	16,3	600	600	700	700	надзем	2017
31	И.П.00051	И.П.00052	19,6	600	600	700	700	подземн	2017
32	И.П.00052	И.П.00053	32,7	600	600	700	700	надзем	2017

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.  
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.

№ Уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, п.м.	Существующие диаметры Ду, мм.		Предлагаемые диаметры Ду, мм		Тип прокладки	Год перекладки
				подающий	обратный	подающий	обратный		
33	И.П.00053	И.П.00054	16,7	600	600	700	700	подземн	2017
34	И.П.00054	И.П.00055	66,4	600	600	700	700	надзем	2017
35	И.П.00055	И.П.00056	14,6	600	600	700	700	подземн	2017
36	И.П.00056	1-02-03-УТП-16	74,8	600	600	700	700	надзем	2017
37	1-02-03-УТП-16	1-02-03-ДК-9	209,5	600	600	700	700	надзем	2017
38	1-02-03-ДК-9	И.Д.00008	80	500	500	700	700	надзем	2017
39	И.Д.00008	1-02-03-БК-9	46,2	600	600	700	700	подземн	2017
40	1-02-03-БК-9	1-02-03-УТС-10	25,2	500	500	700	700	подземн	2017
34	1-02-03-УТС-10	И.П.00062	101,4	600	600	700	700	надзем	2017
42	И.П.00062	И.П.00063	37,7	600	600	700	700	подземн	2017
43	И.П.00063	1-02-03-УТС-10(стар.)	137,3	600	600	700	700	надзем	2017
44	1-02-03-УТС-10(стар.)	И.П.00064	22,2	600	600	700	700	надзем	2017
45	И.П.00064	1-02-03-СК-10	13,5	600	600	700	700	подземн	2017
46	1-02-03-СК-10	И.П.00065	31	600	600	700	700	подземн	2017
47	И.П.00065	И.П.00066	17	600	600	700	700	надзем	2017
48	И.П.00066	И.П.00067	28	600	600	700	700	надзем	2017
49	И.П.00067	И.П.00068	138,6	600	600	700	700	подземн	2017
50	И.П.00068	1-02-03-к.ПНС-4	3,4	600	600	700	700	подземн	2017
51	И.П.00071	1-02-03-УТС-11	22,8	500	500	600	600	надзем	2017
52	1-02-03-УТП-28	1-02-03-ТК-Ватутина, КМП, 101 кв, 103 кв	217,8	400	400	450	450	надзем	2017
53	1-02-03-ПНС.ПП-4.1	РАЗ.00366	445	250	250	300	300	надзем	2017
54	1-02-03-УТП-14/1	1-02-03-ПНС.ПП-4.1	5	250	250	300	300	надзем	2017
55	РАЗ.00635	РАЗ.01572	274,4	150	150	200	200	надземная	2019
56	РАЗ.01572	2-02-07-ТК-2	187,6	150	150	200	200	надземная	2019
57	2-02-07-ТК-2	2-02-07-ТК-5	72	125	125	150	150	надземная	2019
58	2-02-07-ТК-5	И.П.00388	50	125	125	150	150	подземная	2019
59	И.П.00484	2-02-32-ТЧ.Г	32	100	100	150	150	надземная	2017
60	2-02-32-ТЧ.Г	РАЗ.00629	95	100	100	150	150	надземная	2017
61	РАЗ.00161	2-01-62-ТК-47	20	80	80	150	150	подземная	2018
62	2-01-62-ТК-47	И.П.00543	103	50	50	125	125	подземная	2018
63	2-01-62-ТК-47	И.П.00544	103	40	25	50	50	подземная	2018



Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 11 389,6 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 669 мм и с материальной характеристикой 15 218 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 835 мм, материальная характеристика – 19 030 м<sup>2</sup>.

Данные перекладки обеспечивают нормативные гидравлические режимы работы тепловых сетей ТЭЦ-2.

Оценочная стоимость перекладок выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 1 590,49 млн. руб.

#### **Новое строительство ЦТП:**

Предложения по новому строительству ЦТП для перспективных потребителей во втором сценарии развития СЦТ ТЭЦ аналогичны предложениям сценария 1.

#### **Новое строительство насосных станций:**

Для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей в зоне застройки 4.1 (см. рисунок 3.16) и переключения абонентов котельной №32 «школа №18» на ТЭЦ-2 необходимо строительство повысительной насосной станции в районе магистральной тепловой камеры УТП-14/1. (расход теплоносителя 236,75 т/ч, необходимое повышение напора в подающем трубопроводе – 50 м.в.ст.=5 атм.)

Предлагается строительство ПНС производительностью 500 т/ч (с насосами марки КГВ-250-55 (1раб+1рез)) в районе УТП-14/1.

Капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 16,02 млн.руб.

#### **Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП:**

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельных от ТЭЦ-2 предлагается реконструировать котельные №№ 7, 32, 34, 40, 44, 45, 46, 50 и 62 в ЦТП.

Оценочная стоимость реконструкции девяти котельных в ЦТП составляет 189,2 млн. руб.

#### **Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок:**

Предложения по реконструкции ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок во втором сценарии аналогичны предложениям в сценарии 1.

Суммарные капиталовложения по второму сценарию развития СЦТ ТЭЦ составляют 3 262,18 млн. руб.

#### **3.2.4. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 3 без строительства перемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2**

Во третьем сценарии развития СЦТ ТЭЦ в отличие от второго сценария предусматривается переключение на ТЭЦ-2 тепловой нагрузки только 4-х котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34 и 46.

Зона действия ТЭЦ в данном сценарии представлена на рисунке 3.21, увеличение зоны действия ТЭЦ-2 за счет переключения на неё потребителей котельных представлено желтым цветом.

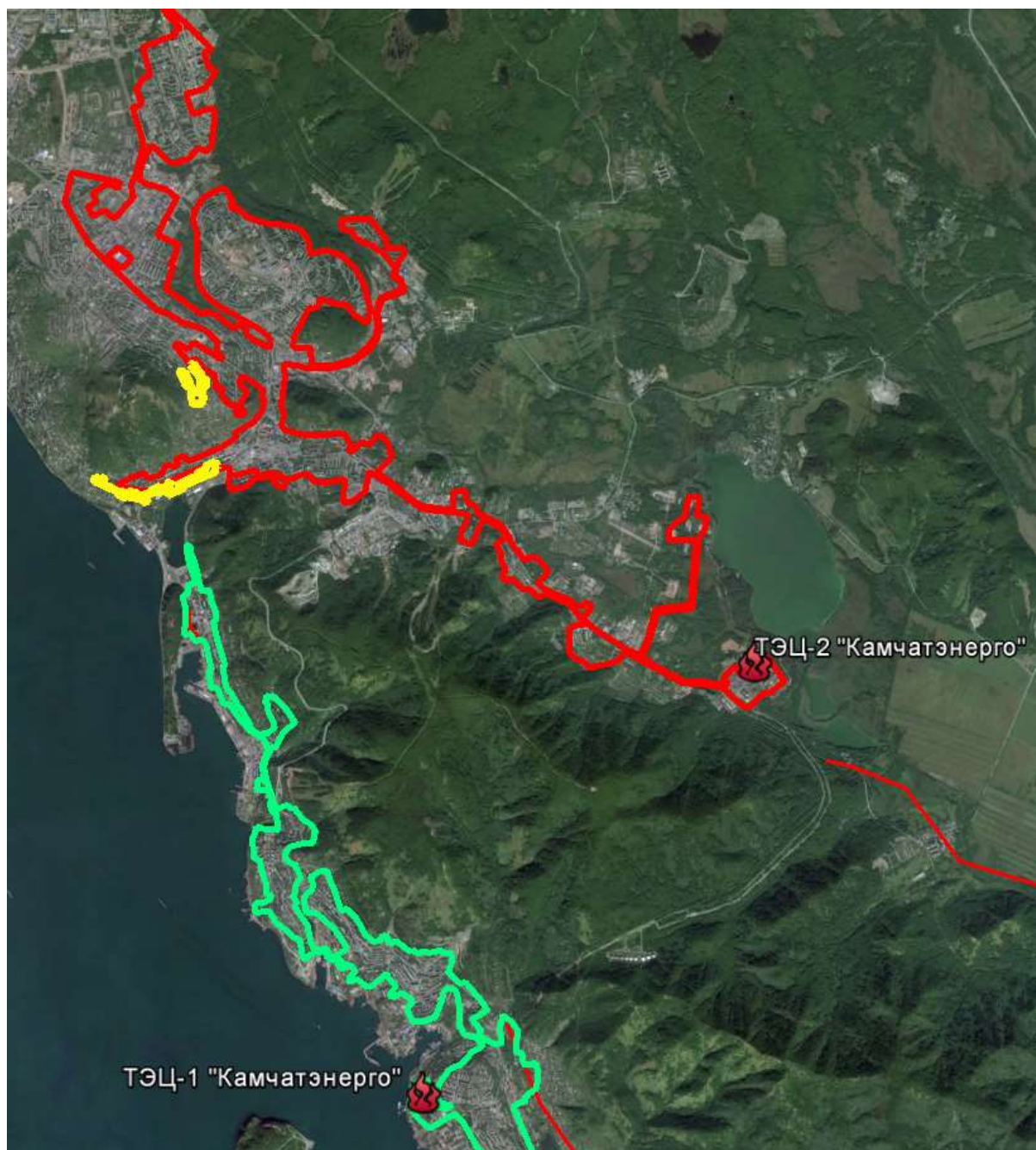


Рисунок 3.21 – Зоны действия ТЭЦ в третьем сценарии

В таблице 3.13 представлены прогнозные тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных на конец 2029 года по третьему сценарию.

Таблица 3.13 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных по третьему сценарию на конец 2029 года

Теплоисточники	Прогнозируемая перспективная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
ТЭЦ-1	62,08	14,68	76,76
ТЭЦ-2	205,18	36,78	241,96
Котельная №50 101 квартал	6,13	1,18	7,31
Котельная №45 Владивостокская	1,16	0,33	1,49
Котельная №40 КМП	2,20	0,21	2,41
Котельная №62 103 квартал	6,10	1,21	7,31
Котельная №44 Ватутина	11,54	1,48	13,02
<b>ИТОГО:</b>	<b>294,39</b>	<b>55,87</b>	<b>350,26</b>

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия в зонах действия рассматриваемых теплоисточников:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ;
- Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Новое строительство ЦТП;
- Новое строительство насосных станций;
- Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП;
- Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

#### **Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки в третьем сценарии аналогично первому сценарию развития СЦТ ТЭЦ.

#### **Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ:**

Участки тепловых сетей, предлагаемые к новой прокладке для подключения

потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ представлены в таблице 3.14.

Трассировка новых тепловых сетей представлена на рисунках 3.18 и 3.20.

**Таблица 3.14 – Новое строительство тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по третьему сценарию**

Начало участка	Конец участка	Длина участка, п.м	Диаметр труб Ду, мм	Тип прокладки	Год строительства
1-02-03-УТС-3*	1-2-3-УТ-16	400	500	500	надземная
1-02-03-УТ-16	1-02-03-ТК-кот-№32	210	250	250	надземная
1-02-03-ТК-кот-№32	2-02-32-ЦТП-№32 "Ленинградская" (закр)	10	100	100	надземная
1-02-03-ТК-кот-№32	1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	875	175	175	надземная
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-07-ЦТП-№7 "Энергопоезд"	10	150	150	надземная
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-34-Кот.№34(закр)	595	80	80	надземная
2-04-46-ТК-КОТ.46	2-04-46-ЦТП-№46 "Школа №18" (закр)	55	125	125	надземная

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке представленных в таблице 3.14 тепловых сетей составляет 2 155 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 215 мм и с материальной характеристикой 925 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 80,39 млн. руб.

**Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Предложения по реконструкции участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по третьему сценарию

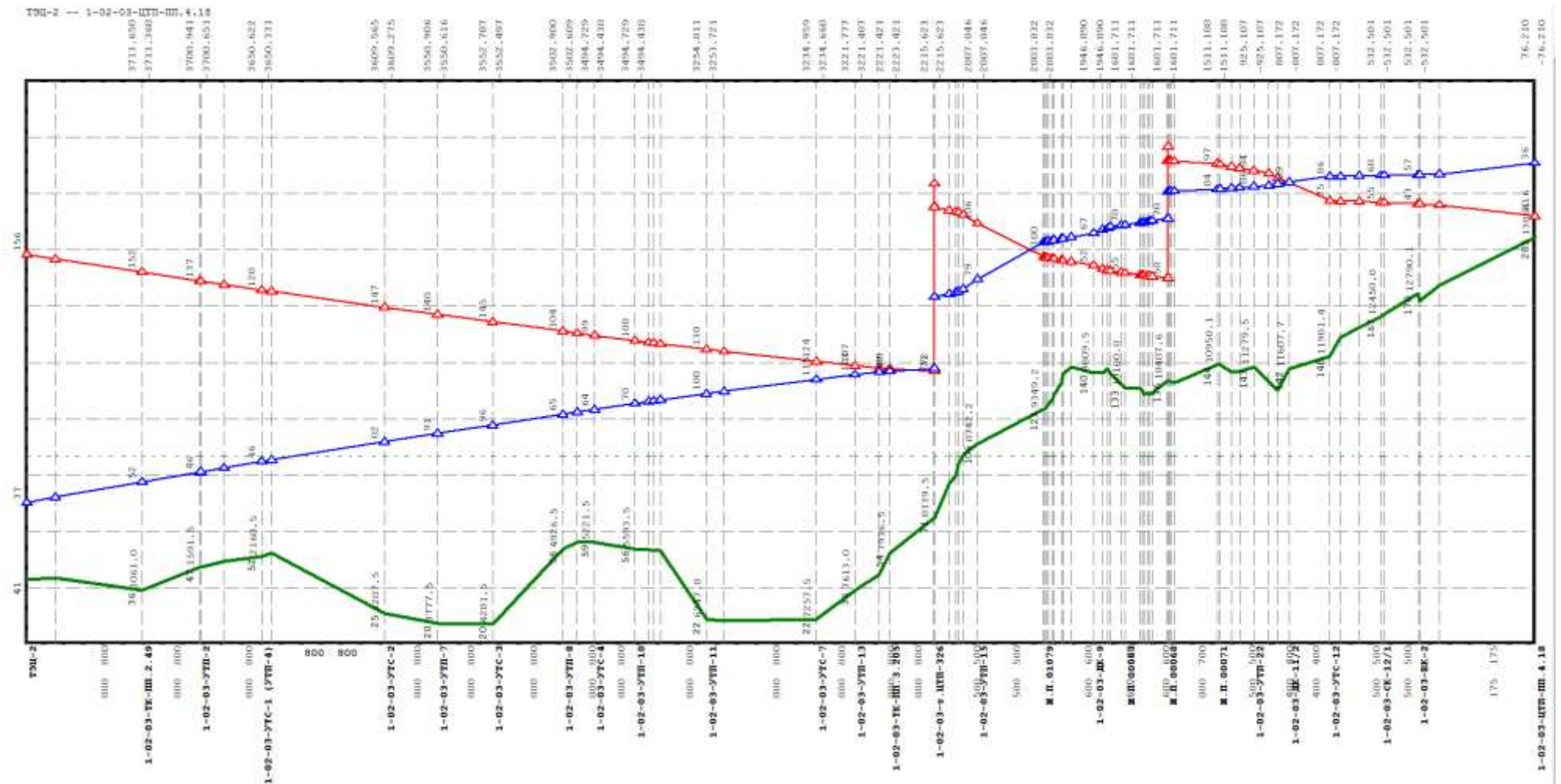
№ Уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконструкции
				подающий	обратный	подающий	обратный		
1	И.Д.00007	И.П.00044	39,6	500	500	600	600	подземная	2016
2	И.П.00044	1-02-03-УТП-15	134,4	500	500	600	600	надземная	2016
3	1-02-03-ДК-11/1	1-02-03-ТК-ПП.1.49	79	400	400	500	500	надземная	2016
4	1-02-03-УТП-15	И.П.01079	607	500	500	600	600	надземная	2016
5	1-02-03-ВК-9	1-02-03-УТС-10	25,2	500	500	600	600	подземная	2016
6	И.П.01079	1-02-03-УТС-9	9,7	500	500	600	600	надземная	2016
7	1-02-03-ДК-11/2	1-02-03-УТС-12	373,7	400	400	500	500	подземная	2016
8	И.П.00071	1-02-03-УТС-11	22,8	500	500	600	600	надземная	2016
9	1-02-03-ДК-9	И.Д.00008	80	500	500	600	600	надземная	2016
10	1-02-03-ТК-ПП.1.49	1-02-03-ДК-11/2	108	400	400	500	500	подземная	2016
11	1-02-03-ЦТП-338 (закр)	РАЗ.00366	6	150	150	200	200	надземная	2016
12	1-02-03-ТК-4.1	1-02-03-ЦТП-341 (закр)	2	250	250	300	300	надземная	2020
13	И.Д.00006	1-02-03-УТП-14/4	257	200	200	350	350	надземная	2016
14	3-02-308-ТК-106	И.П.02322	72	100	100	125	125	надземная	2025
15	И.П.02322	И.П.02323	26	100	100	125	125	подземная	2025
16	И.П.02323	3-02-308-УТ-107	62	100	100	125	125	надземная	2025
17	3-02-308-УТ-107	3-02-308-УТ-108	90,5	100	100	125	125	надземная	2025
18	3-02-308-УТ-108	3-02-308-УТ-109	50	100	100	125	125	надземная	2025
19	3-02-308-УТ-109	3-02-308-УТ-110	15	80	80	125	125	надземная	2025
20	3-02-308-УТ-110	3-02-308-УТ-110/1	85	70	70	100	100	надземная	2025
21	РАЗ.01169	РАЗ.01600	38,8	20	20	50	50	подземная	2028
22	3-02-337-ЦТП-337	3-02-337-КОЛ.	17,5	250	250	400	400	надземная	2015
23	3-02-337-КОЛ.	3-02-337-т.В	32	300	300	350	350	надземная	2015
24	3-02-337-ТК-7	3-02-337-т.В	40	250	250	350	350	подземная	2015
25	3-02-337-ТК-7	И.П.02630	38	250	250	350	350	подземная	2015
26	И.П.02630	3-02-337-ТК-1	74	250	250	350	350	надземная	2015
27	3-02-337-ТК-1	3-02-337-ТК-20	40	250	250	300	300	подземная	2015
28	3-02-337-ТК-20	3-02-337-ТК-104	73	250	250	300	300	подземная	2015
29	3-02-337-ТК-21	3-02-337-ТК-104	87	250	250	300	300	подземная	2015
30	3-02-337-ТК-21	3-02-337-ТК-24	45	250	250	300	300	подземная	2015
31	3-02-337-ТК-28	3-02-337-ТК-32	22	200	200	250	250	подземная	2015
32	3-02-337-ТК-32	3-02-337-ТК-33	32	200	200	250	250	подземная	2015



№ уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконстру- кции
				подающий	обратный	подающий	обратный		
33	3-02-337-ТК-33	3-02-337-ТК-34	43	200	200	250	250	подземная	2015
34	3-02-337-ТК-34	3-02-337-ТК-35	56	200	200	250	250	подземная	2015
35	3-02-337-ТК-35	3-02-337-ТК-36	107	200	200	250	250	подземная	2015
36	РАЗ.00635	РАЗ.01572	274,4	150	150	200	200	надземная	2019
37	РАЗ.01572	2-02-07-ТК-2	187,6	150	150	200	200	надземная	2019
38	2-02-07-ТК-2	2-02-07-ТК-5	72	125	125	150	150	надземная	2019
39	2-02-07-ТК-5	И.П.00388	50	125	125	150	150	подземная	2019
40	И.П.00484	2-02-32-тч.Г	32	100	100	150	150	надземная	2017
41	2-02-32-тч.Г	РАЗ.00629	95	100	100	150	150	надземная	2017
42	РАЗ.00161	2-01-62-ТК-47	20	80	80	150	150	подземная	2018
43	2-01-62-ТК-47	И.П.00543	103	50	50	125	125	подземная	2018
44	2-01-62-ТК-47	И.П.00544	103	40	25	50	50	подземная	2018

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 3 827,2 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 274 мм и с материальной характеристикой 2 093,95 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 349 мм, материальная характеристика – 2 667,75 м<sup>2</sup>.

На рисунке 3.13. представлен расчетный путь теплоносителя от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18, на рисунке 3.22 представлен пьезометрический график по данному пути без реконструкции тепловых сетей, на рисунке 3.23 – с реконструкцией. На рисунке 3.24 представлен пьезометрический график по пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18, при условии строительства в районе магистральной тепловой камеры УТС-7 повысительной насосной станции (ПНС описана ниже).



**Рисунок 3.22 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 без переключений**

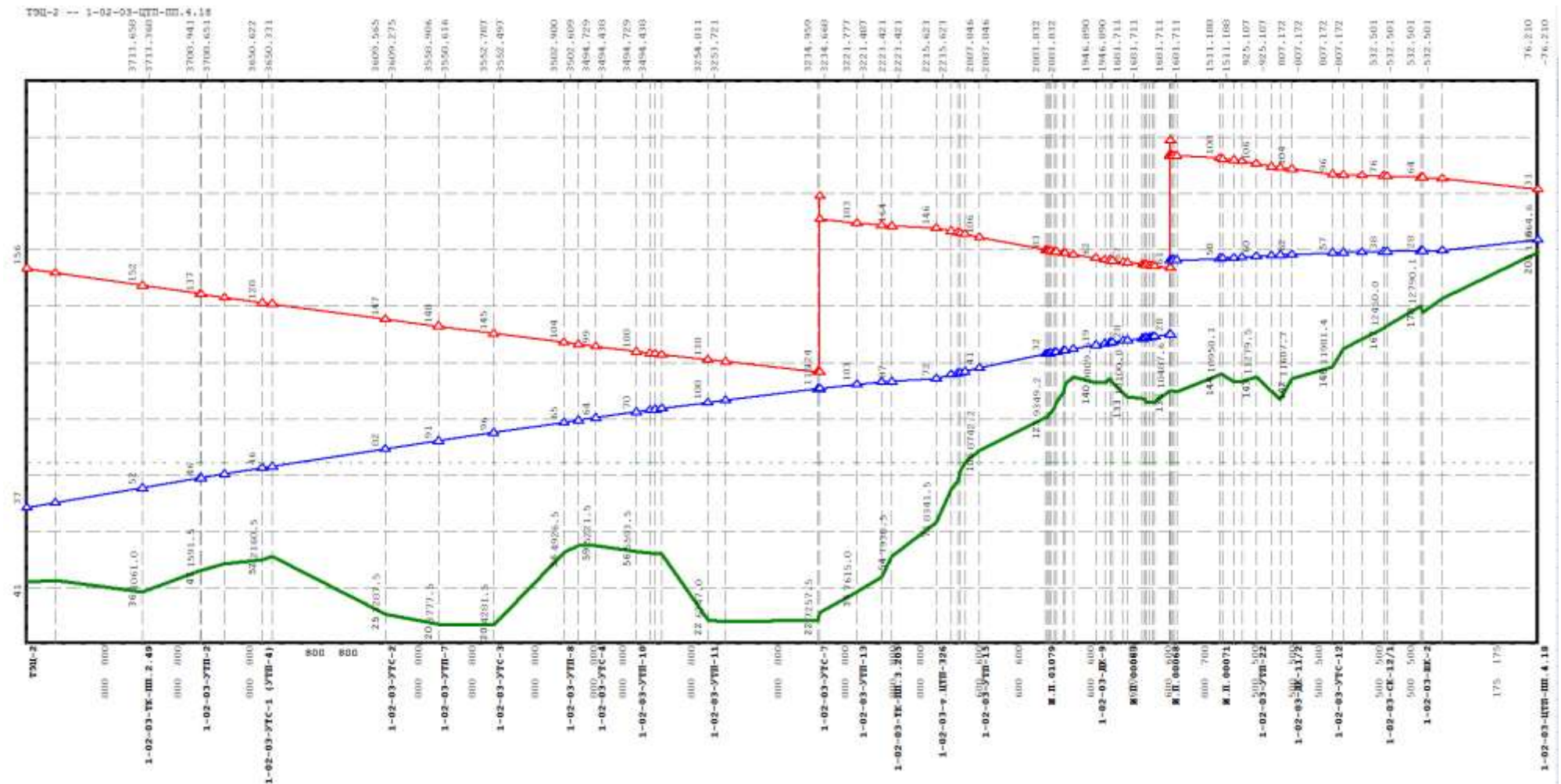


Рисунок 3.23 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 с перекладками

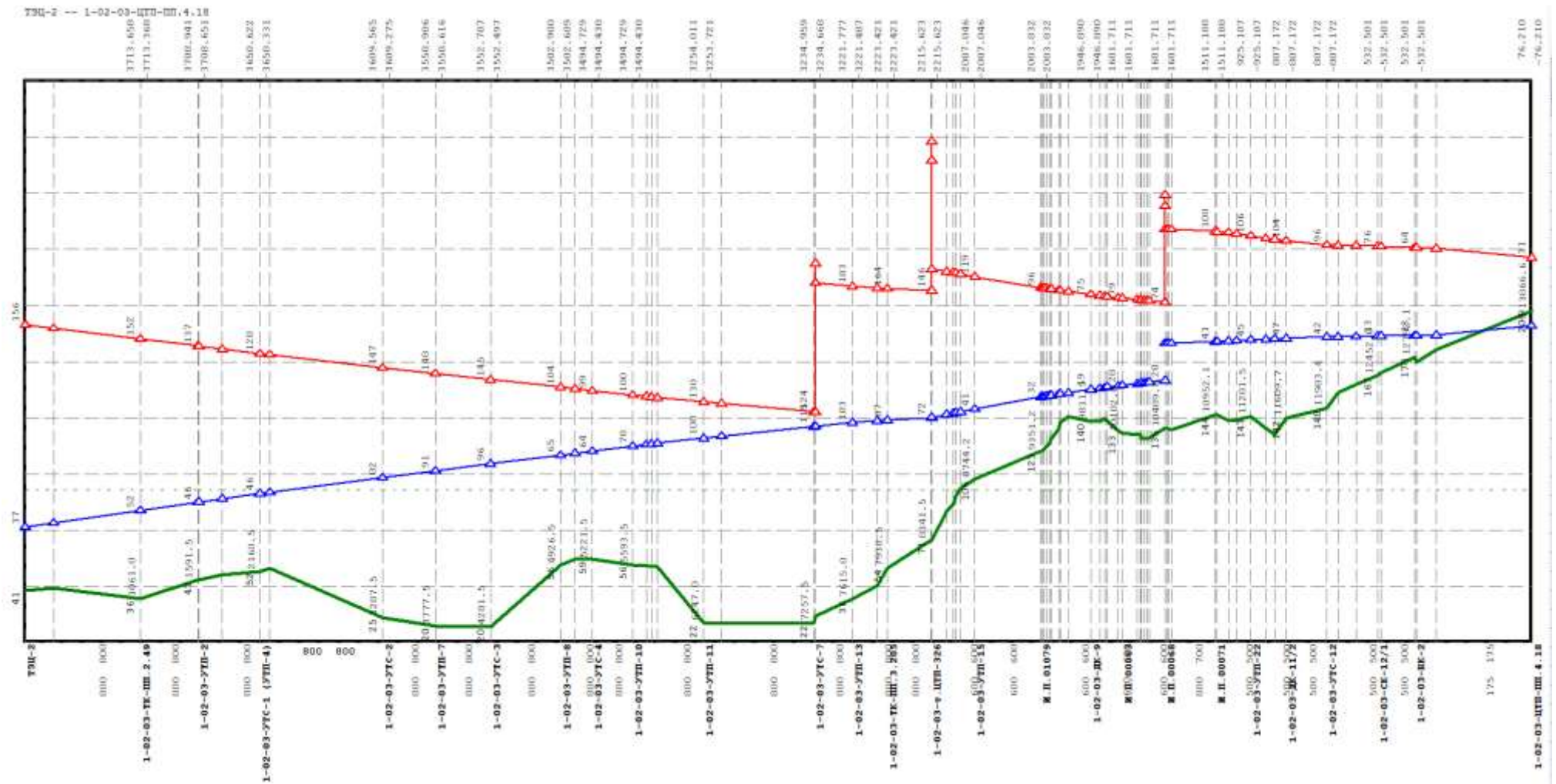


Рисунок 3.24 – Пьезометрический график по расчетному пути от ТЭЦ-2 до ЦТП-ПП.3.18 с перекачками и ПНС



Оценочная стоимость реконструкции выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 321,07 млн. руб.

### **Новое строительство ЦТП:**

Предложения по новому строительству ЦТП для перспективных потребителей в третьем сценарии развития СЦТ ТЭЦ аналогичны предложениям сценария 1.

### **Новое строительство насосных станций:**

Для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей в зоне застройки 4.1 (см. рисунок 3.16) и переключения абонентов котельной «Школа №18» на ТЭЦ-2 необходимо строительство повысительной насосной станции в районе магистральной тепловой камеры УТС-7 (см. рисунок 3.25).



Рисунок 3.25 – Место установки ПНС в сценарии 3

Расход теплоносителя на ПНС составит 3221 т/ч, необходимое повышение напора в подающем трубопроводе – 60 м.в.ст.=6атм.

При реализации данного мероприятия отпадает необходимость в существующей ПНС-3.



Предлагается строительство ПНС производительностью 5 000 т/ч, с насосами марки СЭ1250-70 3раб+1рез.

В отличие от второго сценария, в данном сценарии снижены затраты на реконструкцию тепловых сетей от ТЭЦ-2 и увеличены затраты на ПНС.

Капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 38,24 млн.руб.

#### **Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП:**

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельных от ТЭЦ-2 предлагается реконструировать котельные №№ 7, 32, 34 и 46 в ЦТП.

Оценочная стоимость реконструкции девяти котельных в ЦТП составляет 43,0 млн. руб.

#### **Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок:**

Предложения по реконструкции ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок во втором сценарии аналогичны предложениям в сценарии 1.

Суммарные капиталовложения по третьему сценарию развития СЦТ ТЭЦ составляют 1 623,17 млн. руб.

#### **3.2.5. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 4 со строительством перемычки между ТМ-2 ТЭЦ-1 и ТМ-3 ТЭЦ-2**

В четвертом сценарии развития СЦТ ТЭЦ, в отличие от предыдущих сценариев, предусматривается строительство перемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и переключение на ТЭЦ-1 части тепловой нагрузки ТЭЦ-2 и трех котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 7, 32, 34. На ТЭЦ-2 предусматривается переключение тепловых нагрузок котельных №№ 40, 44, 45, 46, 50 и 62.

Зона действия ТЭЦ в данном сценарии представлена на рисунке 3.26, увеличение зоны действия ТЭЦ-1 за счет переключения на неё потребителей котельных и части потребителей ТЭЦ-2 представлено фиолетовым цветом, увеличение зоны действия ТЭЦ-2 за счет переключения на неё потребителей котельных представлено желтым цветом.

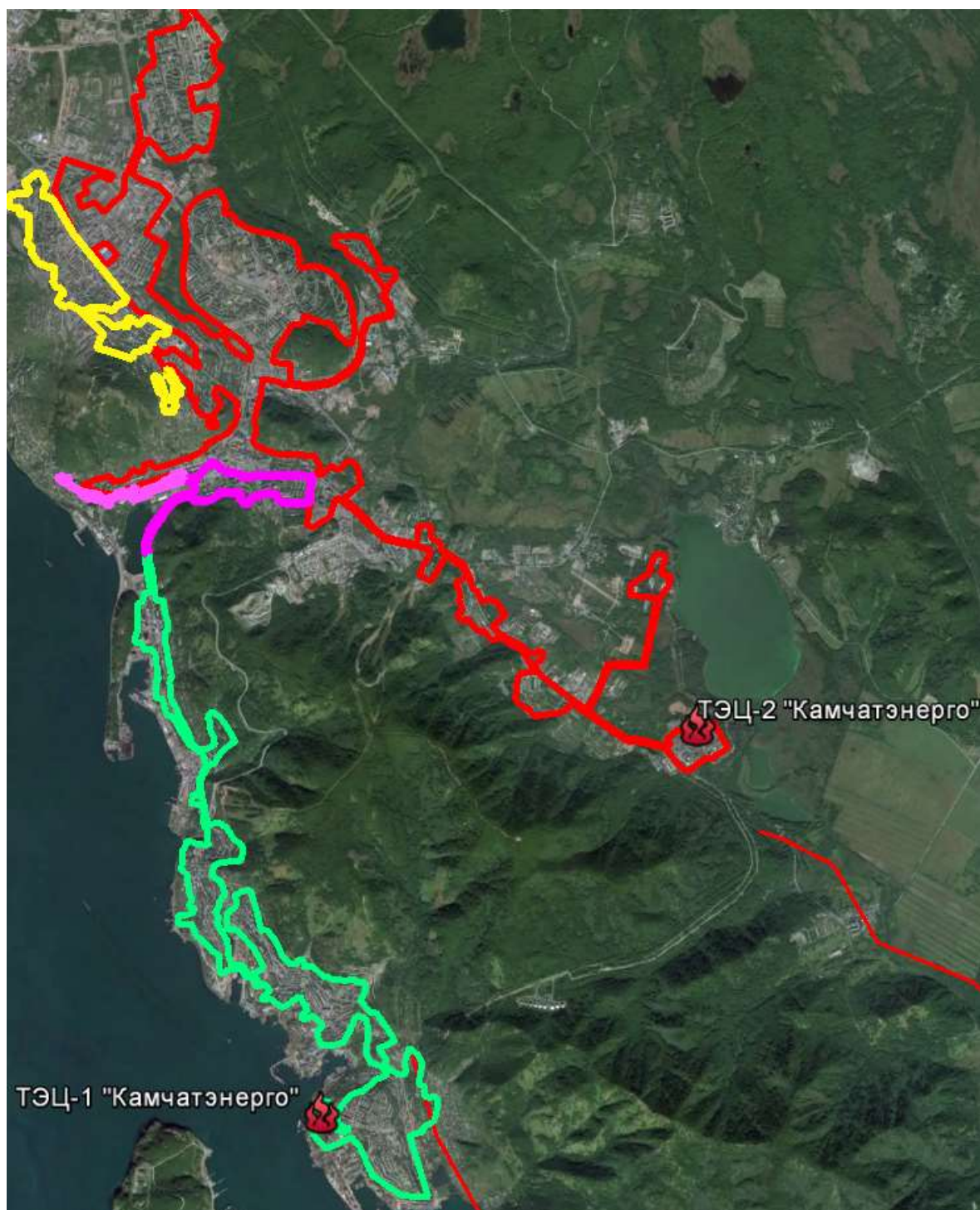


Рисунок 3.26 – Зоны действия ТЭЦ в четвертом сценарии

В данном сценарии изменяется (по сравнению со вторым сценарием) предлагаемая трассировка тепловых сетей для переключения котельных №№ 40, 44, 45, 50 и 62, эти котельные подключаются к новому участку магистральных тепловых сетей от ПНС-3. Предлагаемая трассировка представлена на рисунке 3.27. Также в данном сценарии (по сравнению со вторым сценарием) вместо реконструкции котельных №№ 50 и 62 в ЦТП предлагается строительство новых ЦТП на значительном удалении от данных котельных.

Предлагаемая трассировка переключения потребителей котельных №№ 7, 32 и 34 на тепловые сети ТЭЦ-1 представлена на рисунке 3.28. В данном сценарии не производится реконструкция в ЦТП котельных №№ 7 и 34, а вся нагрузка переключается на ЦТП котельной №32 (котельная реконструируется в ЦТП).

Трассировка переключения потребителей котельной №46 на тепловые сети ТЭЦ-1 аналогична второму сценарию.



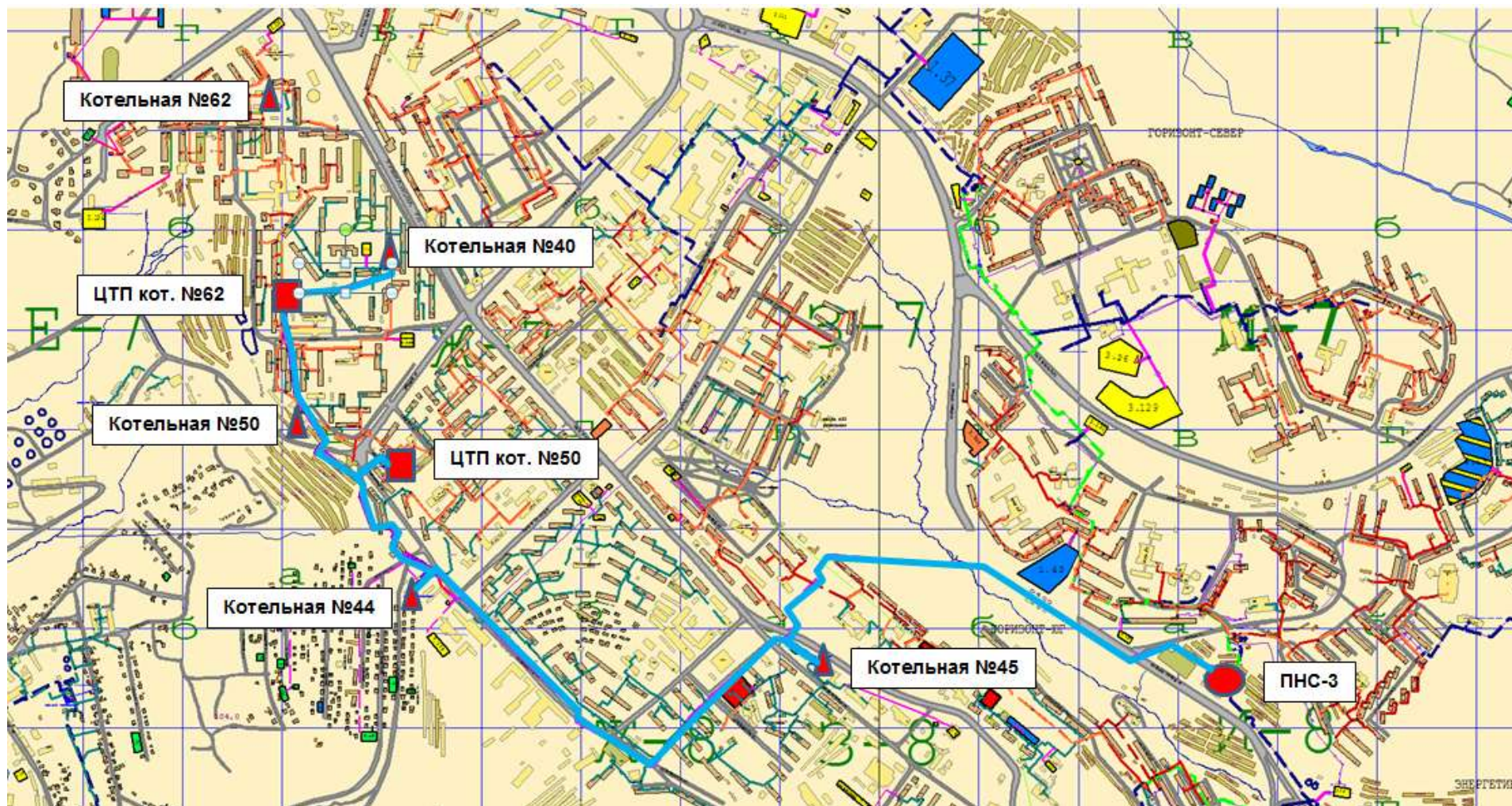


Рисунок 3.27 – Переключение потребителей котельных №№ 40, 44, 50, 62 и 45 на ТЭЦ-2



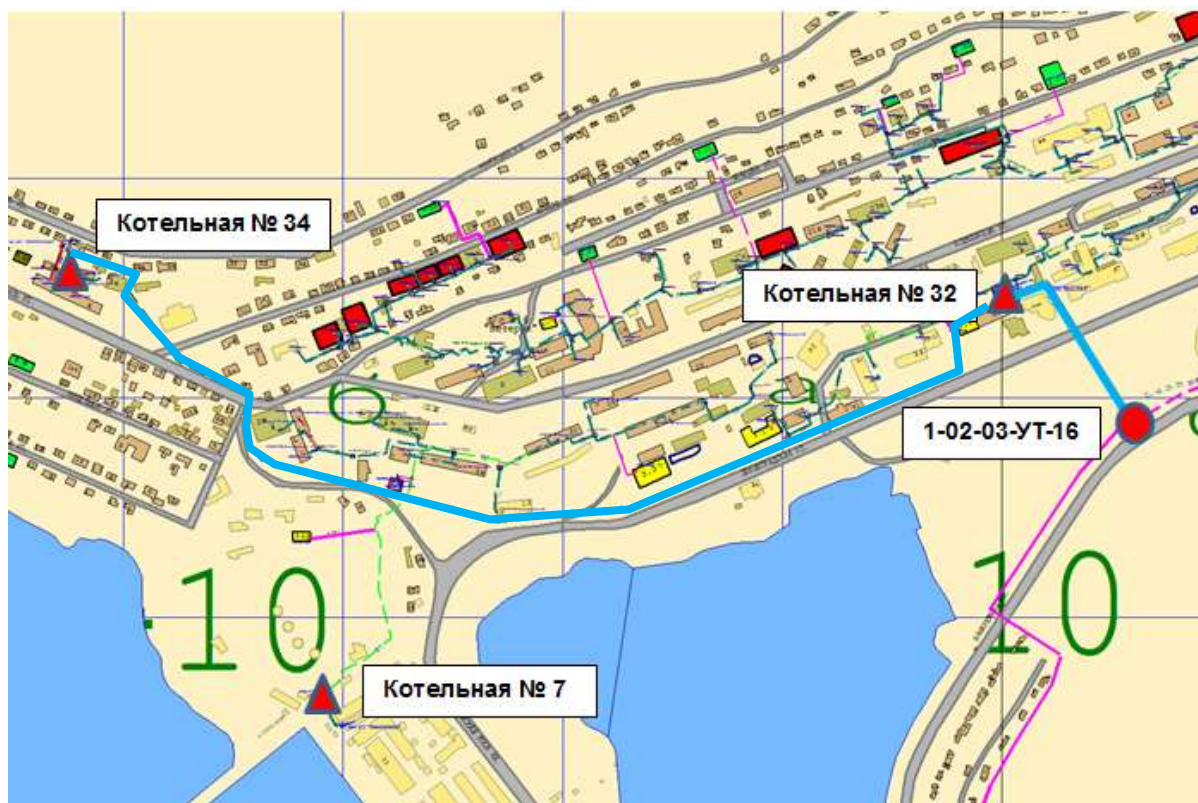


Рисунок 3.28 – Переключение потребителей котельных №№7, 32 и 34 на ТЭЦ-2

В таблице 3.16 представлены прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ на конец 2029 года по четвертому сценарию.

Таблица 3.16 – Прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ по четвертому сценарию на конец 2029 года

Теплоисточники	Прогнозируемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
ТЭЦ-1	67,06	15,32	82,38
ТЭЦ-2	227,33	40,55	267,88
<b>ИТОГО:</b>	<b>294,39</b>	<b>55,87</b>	<b>350,26</b>

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия в зонах действия рассматриваемых теплоисточников:

- Строительство перемычки между тепломагистралями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ;
- Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных

гидравлических режимов;

- Новое строительство ЦТП;
- Новое строительство насосных станций;
- Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП;
- Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

### **Строительство перемычки между тепломагистралями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2:**

Для перераспределения тепловых нагрузок между ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 необходимо строительство перемычки между тепломагистралями ТМ-3 от ТЭЦ-2 и ТМ-2 от ТЭЦ-1. Длина перемычки составляет порядка 2 км, диаметр – 2Ду 500 мм. На рисунке 3.29 ориентировочная трассировка перемычки (от 1-02-03-УТС-3\* на тепловых сетях ТЭЦ-2 до 1-01-02-ТК-33 на тепловых сетях ТЭЦ-1) выделена зеленым цветом.





Рисунок 3.29 – Перемычка между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

В таблице 3.17 представлены капитальные затраты на строительство перемычки в ценах 2015 года.

Таблица 3.17 – Перемычка между тепловыми сетями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Участки тепловых сетей	Длина, п.м.	Диаметр Ду, мм.	Капиталовложения, тыс. руб.
1-02-03-УТС-3* -- 1-02-03-УТ-16	400	500	79 176,87
1-02-03-УТ-16 -- 1-01-02-ТК-33	1 736	500	315 979,42
<b>ИТОГО:</b>	<b>2 136</b>	<b>500</b>	<b>395 156,29</b>

Капитальные затраты в строительство перемычки составляют в ценах 2015 года 395,16 млн.руб.

**Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки в четвертом сценарии аналогично первому сценарию развития

СЦТ ТЭЦ.

### Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ:

Участки тепловых сетей, предлагаемые к новой прокладке для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Новое строительство тепловых сетей для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ по четвертому сценарию

Начало участка	Конец участка	Диаметр труб Ду, мм	Длина участка, п.м	Тип прокладки
<b>Участки магистральной тепловой сети</b>				
РА3.01621	И.П.02683	400	280,00	подземная
И.П.02683	И.П.02684	400	45,00	подземная под дорогой
И.П.02684	И.П.02685	400	1226,00	надземная
И.П.02685	2-02-ТК"Владивостокская"	400	29,00	подземная под дорогой
2-02-ТК"Владивостокская"	2-02-45-ЦТП-№45 "Владивостокская"	150	110	надземная
2-02-ТК"Владивостокская"	И.П.02686	400	33,00	подземная
И.П.02686	И.П.02687	400	18,00	подземная под дорогой
И.П.02687	И.П.02688	400	205,00	подземная
И.П.02688	И.П.02689	400	28,00	подземная под дорогой
И.П.02689	И.П.02690	400	248,00	подземная
И.П.02690	И.П.02691	400	15,00	подземная под дорогой
И.П.02691	И.П.02692	400	260,00	подземная
И.П.02692	И.П.02693	400	23,00	подземная под дорогой
И.П.02693	И.П.02694	400	490,00	подземная
И.П.02694	И.П.02680	400	15,00	подземная под дорогой
И.П.02680	РА3.01623	400	115,00	надземная
РА3.01623	2-01-44-ЦТП-№44 "Ватутина" (закр)	300	75	надземная
РА3.01623	И.П.02697	350	71,00	надземная
И.П.02697	И.П.02696	350	9,40	подземная под дорогой
И.П.02696	РА3.01624	350	344,60	надземная
РА3.01624	1-01-50-ЦТП-кот.№50 "101кв" пер.	250	150	подземная
РА3.01624	И.П.02711	300	509,80	подземная
И.П.02711	И.П.02698	300	11,00	подземная под дорогой
И.П.02698	2-01-62-ЦТП62 "103 квартал" перенос	300	114,20	надземная

Начало участка	Конец участка	Диаметр труб Ду, мм	Длина участка, п.м	Тип прокладки
РА3.01627	ЦТП кот. №40	250	355	надземная
1-02-03-УТ-16	ЦТП, кот.№32	250	260	надземная
ЦТП, кот.№32	РА3.01616	250	120	надземная
РА3.01616	РА3.01619	250	760	надземная
РА3.01619	1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	125	18,69	надземная
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-34-Кот.№34	125	595	надземная
1-02-03-УТ-16	ЦТП, кот.№32	250	260	надземная
ЦТП, кот.№32	РА3.01616	250	120	надземная
РА3.01616	РА3.01619	250	760	надземная
РА3.01619	1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	125	18,69	надземная
1-02-03-ТК-кот.Энергопоезд	2-02-34-Кот.№34	125	595	надземная
<b>Сети второго контура для переключения потребителей кот.50 на новое ЦТП 101 кв.</b>				
ЦТП_Кот.№50 "101 КВАРТАЛ"	2-01-50-ТК-23	350	15,00	подземная
ЦТП_Кот.№50 "101 кв-л" _гвс_ист	2-01-50-ТК-23	100	15,00	подземная
<b>Сети второго контура для переключения потребителей кот.62 на новое ЦТП 103 кв.</b>				
ЦТП_Кот.№62 "103 КВАРТАЛ"	РА3.00151	350	10,00	надземная
ЦТП_Кот.№62 "103 КВАРТАЛ" _гвс	РА3.00808	175	10,00	надземная

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке представленных в таблице 3.18 тепловых сетей составляет 6 584 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 306 мм и с материальной характеристикой 4 032 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 531,24 млн. руб.

**Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Предложения по реконструкции участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима по четвертому сценарию

№ Уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконструкции
				подающий	обратный	подающий	обратный		
1	1-02-03-к.ПНС-3	1-02-03-УТС-8	39,6	500	500	600	600	подземная	2016
2	1-02-03-УТС-8	И.П.00041	134,4	500	500	600	600	надземная	2016
3	И.П.00041	И.Д.00007	79	400	400	500	500	надземная	2016
4	И.Д.00007	И.П.00044	607	500	500	600	600	надземная	2016
5	И.П.00044	1-02-03-УТП-15	25,2	500	500	600	600	подземная	2016
6	1-02-03-УТП-15	И.П.01079	9,7	500	500	600	600	надземная	2016
7	И.П.01079	1-02-03-УТС-9	373,7	400	400	500	500	подземная	2016
8	1-02-03-УТС-9	И.П.00051	22,8	500	500	600	600	надземная	2016
9	И.П.00051	И.П.00052	80	500	500	600	600	надземная	2016
10	И.П.00052	И.П.00053	108	400	400	500	500	подземная	2016
11	И.П.00053	И.П.00054	6	150	150	200	200	надземная	2016
12	И.П.00054	И.П.00055	2	250	250	300	300	надземная	2020
13	И.П.00055	И.П.00056	257	200	200	350	350	надземная	2016
14	И.П.00056	1-02-03-УТП-16	137,7	600	600	700	700	Надземная	2029
15	1-02-03-УТП-16	1-02-03-ДК-9	56	600	600	700	700	Надземная	2029
16	1-02-03-ДК-9	И.Д.00008	31	600	600	700	700	Надземная	2029
17	И.Д.00008	1-02-03-ВК-9	39,6	500	500	700	700	Подземная	2029
18	1-02-03-ВК-9	1-02-03-УТС-10	134,4	500	500	700	700	Надземная	2029
19	1-02-03-УТС-10	И.П.00062	607	500	500	700	700	Надземная	2029
20	И.П.00062	И.П.00063	9,7	500	500	700	700	Надземная	2029
21	И.П.00063	1-02-03-УТС-10(стар.)	16,3	600	600	700	700	Надземная	2029
22	1-02-03-УТС-10(стар.)	И.П.00064	19,6	600	600	700	700	Подземная	2029
23	И.П.00064	1-02-03-СК-10	32,7	600	600	700	700	Надземная	2029
24	1-02-03-СК-10	И.П.00065	16,7	600	600	700	700	Подземная	2029
25	И.П.00065	И.П.00066	66,4	600	600	700	700	Надземная	2029
26	И.П.00066	И.П.00067	14,6	600	600	700	700	Подземная	2029
27	И.П.00067	И.П.00068	74,8	600	600	700	700	Надземная	2029
28	И.П.00068	1-02-03-к.ПНС-4	209,5	600	600	700	700	Надземная	2029
29	1-02-03-ДК-11/1	1-02-03-ТК-ПП.1.49	80,02	500	500	700	700	Надземная	2029
30	1-02-03-ТК-ПП.1.49	1-02-03-ДК-11/2	46,2	600	600	700	700	Подземная	2029
31	1-02-03-ДК-11/2	1-02-03-УТС-12	25,2	500	500	700	700	Подземная	2029
32	1-02-03-УТП-14/1	РАЗ.00366	101,4	600	600	700	700	Надземная	2029

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.  
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.

№ Уч.	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр существующий Ду, мм		Диаметр предлагаемый, мм		Тип прокладки	Год реконструкции
				подающий	обратный	подающий	обратный		
33	РА3.00635	РА3.01572	274,4	150	150	200	200	надземная	2019
34	РА3.01572	2-02-07-ТК-2	187,6	150	150	200	200	надземная	2019
35	2-02-07-ТК-2	2-02-07-ТК-5	72	125	125	150	150	надземная	2019
36	2-02-07-ТК-5	И.П.00388	50	125	125	150	150	подземная	2019
37	И.П.00484	2-02-32-тч.Г	32	100	100	150	150	надземная	2017
38	2-02-32-тч.Г	РА3.00629	95	100	100	150	150	надземная	2017
39	РА3.00161	2-01-62-ТК-47	20	80	80	150	150	подземная	2018
40	2-01-62-ТК-47	И.П.00543	103	50	50	125	125	подземная	2018
41	2-01-62-ТК-47	И.П.00544	103	40	25	50	50	подземная	2018
42	РА3.00150	РА3.00151	29	200	200	350	350	подземная	2025
43	РА3.00149	РА3.00150	43	200	200	350	350	подземная	2025
44	РА3.00148	РА3.00149	26	200	200	350	350	подземная	2025
45	РА3.00147	РА3.00148	24	200	200	350	350	подземная	2025
46	2-01-62-ТК-18	РА3.00147	38	200	200	350	350	подземная	2025
47	2-01-62-ТК-13	2-01-62-ТК-18	51	200	200	350	350	подземная	2025
48	2-01-62-ТК-11	2-01-62-ТК-13	36	200	200	350	350	подземная	2025
49	2-01-62-ТК-9	2-01-62-ТК-11	76	200	200	350	350	подземная	2025
50	2-01-62-ТК-8	2-01-62-ТК-9	23	200	200	350	350	подземная	2025
51	РА3.00139	2-01-62-ТК-8	80	200	200	350	350	надземная	2025
52	2-01-62-ТК-6	РА3.00139	12	200	200	350	350	надземная	2025
53	2-01-62-ТК-4	2-01-62-ТК-6	46	250	250	350	350	подземная	2025

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 4 884 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 385 мм и с материальной характеристикой 3 769 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 501 мм, материальная характеристика – 4 893 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость перекладок выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 507,11 млн. руб.

### **Новое строительство ЦТП:**

Для обеспечения перспективной планируемой тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ и рассматриваемых котельных предлагается строительство новых ЦТП суммарной мощностью 18,5 Гкал/ч.

Предлагаемые к строительству ЦТП представлены в таблице 3.6, капиталовложения в строительство составят 98,39 млн.руб.

Кроме строительства новых ЦТП для обеспечения перспективной планируемой тепловой нагрузки в данном сценарии предлагается строительство новых ЦТП для переключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ, в том числе:

ЦТП тепловой мощностью 18 Гкал/ч для переключения потребителей котельной № 62 и 40, капиталовложения в ценах 2015 года составят 68,3 млн.руб<sup>2</sup>;

ЦТП тепловой мощностью 12 Гкал/ч для переключения потребителей котельной № 50, капиталовложения в ценах 2015 года составят 49,2 млн.руб.;

ЦТП тепловой мощностью 7,5 Гкал/ч для переключения потребителей котельных №№ 7, 32 и 34, капиталовложения в ценах 2015 года составят 33,2 млн.руб.

Суммарные капиталовложения в строительство новых ЦТП составит 249,09 млн.руб.

---

<sup>2</sup> В случае переключения тепловой нагрузки котельных ООО «Русский двор» на тепловые сети ТЭЦ-2 мощность данного ЦТП увеличится до 30 Гкал/ч.



### **Новое строительство насосных станций:**

Для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей в зоне застройки 4.1 (см. рисунок 3.16) и переключения абонентов котельной «Школа №18» на ТЭЦ-2 и нормативных гидравлических режимов до конечных потребителей по четвертому сценарию необходимо строительство двух ПНС в районе магистральной тепловой камеры УТП-14/1 (рисунок 3.16) и в районе тепловой камеры УТС-7 (рисунок 3.22).

Предлагается строительство ПНС-6 рядом с тепловой камерой УТП-14/1 на пересечении ул. Ленинградская и ул. Тундровая с установкой 2-х насосов марки СЭ800-55 (1 в работе, 1 резерв). Капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 29,28 млн.руб.

Предлагается Строительство ПНС-5 рядом с тепловой камерой УТП-10 по ул. Пограничная с установкой 3-х насосов марки СЭ2500-60 (2 в работе, 1 резерв), капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 90,00 млн.руб.

Суммарные капиталовложения в строительство двух ПНС составят 119,28 млн.руб.

### **Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП:**

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельных переключаемых на тепловые сети ТЭЦ-2 предлагается реконструировать котельные №№ 44, 45, 46 в ЦТП.

Оценочная стоимость реконструкции 5-и котельных с суммарной тепловой нагрузкой 18,89 Гкал/ч в ЦТП с суммарной тепловой мощностью 19,25 Гкал/ч (с учетом максимальной ГВС) составляет в ценах 2015 года 69,91 млн. руб.

### **Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок:**

Предложения по реконструкции ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок во втором сценарии аналогичны предложениям в сценарии 1.

Суммарные капиталовложения по четвертому сценарию развития СЦТ ТЭЦ составляют 2 913,87 млн. руб.

### 3.2.6. Развитие СЦТ от Камчатских ТЭЦ при условии переключения на ТЭЦ тепловой нагрузки котельных по сценарию 5 со строительством перемычки между ТМ-2 ТЭЦ-1 и ТМ-3 ТЭЦ-2

В отличие от четвертого, в пятом сценарии развития СЦТ ТЭЦ предусматривается на ТЭЦ-2 переключение тепловых нагрузок только котельной № 46.

Зона действия ТЭЦ в данном сценарии представлена на рисунке 3.30, увеличение зоны действия ТЭЦ-1 за счет переключения на неё потребителей котельных и части потребителей ТЭЦ-2 представлено фиолетовым цветом, увеличение зоны действия ТЭЦ-2 за счет переключения на неё потребителей котельных представлено желтым цветом.

В таблице 3.20 представлены прогнозные тепловые нагрузки ТЭЦ и котельных на конец 2029 года по пятому сценарию.

Таблица 3.20 – Прогнозируемые тепловые нагрузки ТЭЦ по пятому сценарию на конец 2029 года

Теплоисточники	Прогнозируемая перспективная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
ТЭЦ-1	67,06	15,32	82,38
ТЭЦ-2	200,20	36,14	236,34
Котельная №50 101 квартал	6,13	1,18	7,31
Котельная №45 Владивостокская	1,16	0,33	1,49
Котельная №40 КМП	2,20	0,21	2,41
Котельная №62 103 квартал	6,10	1,21	7,31
Котельная №44 Ватутина	11,54	1,48	13,02
<b>ИТОГО:</b>	<b>294,39</b>	<b>55,87</b>	<b>350,26</b>

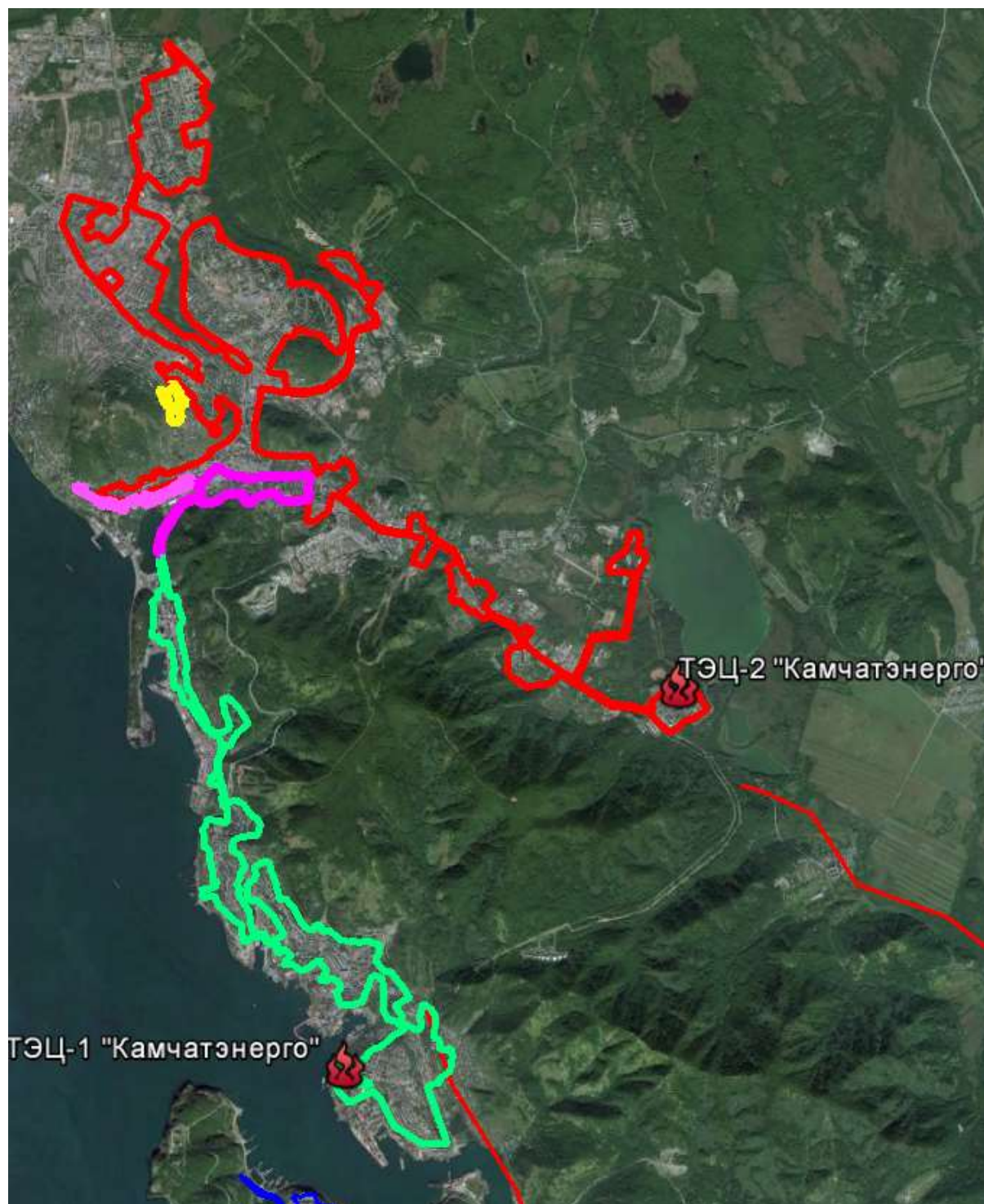


Рисунок 3.30 – Зоны действия ТЭЦ в пятом сценарии

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия в зонах действия рассматриваемых теплоисточников:

- Строительство перемычки между тепломагистралями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей

котельных на тепловые сети ТЭЦ;

- Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Новое строительство ЦТП;
- Новое строительство насосных станций;
- Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП;
- Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

#### **Строительство перемычки между тепломагистралями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2:**

Мероприятия по строительству перемычки в пятом варианте аналогичны мероприятиям, предложенным в четвертом варианте.

#### **Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки в пятом сценарии аналогично первому сценарию развития СЦТ ТЭЦ.

#### **Новое строительство тепловых сетей для подключения потребителей котельных на тепловые сети ТЭЦ:**

Предложения по новому строительству тепловых сетей для подключения потребителей котельных на ТЭЦ аналогичны предложениям третьего сценария.

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке представленных в таблице 3.14 тепловых сетей составляет 2 155 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 215 мм и с материальной характеристикой 925 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 80,39 млн. руб.

**Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Необходимые перекладки участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов в данном сценарии аналогичны третьему сценарию.

**Новое строительство насосных станций:**

Для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей в зоне застройки 4.1 (см. рисунок 3.16) и переключения абонентов котельной «школа №18» на ТЭЦ-2 по пятому сценарию необходимо строительство одной ПНС в районе магистральной тепловой камеры УТП-14/1 (рисунок 3.16).

Предлагается строительство ПНС в районе тепловой камеры УТП-14/1 производительностью 7 500 т/ч, с двумя насосами марки СЭ 800-50 (1раб+1рез).

Капиталовложения в строительство ПНС в ценах 2015 года составят 29,28 млн.руб.

**Реконструкция существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП:**

Предложения по реконструкции существующих котельных с целью переоборудования их в ЦТП по данному сценарию аналогичны предложениям сценария 3.

**Реконструкция ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок:**

Предложения по реконструкции ТЭЦ для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок во втором сценарии аналогичны предложениям в сценарии 1.

Суммарные капиталовложения по пятому сценарию развития СЦТ ТЭЦ составляют 2 009,37 млн. руб.



### 3.2.7. Выводы по итогам анализа вариантов

Сводные данные по величине капиталовложений по различным сценариям развития СЦТ от ТЭЦ представлены в таблице 3.21.

Таблица 3.21 - Сводные данные капитальных затрат по сценариям развития СЦТ ТЭЦ

Мероприятия	Капиталовложения по сценариям, млн. руб.				
	1	2	3	4	5
Строительство перемычки между магистралями ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2				395,16	395,16
Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей	1 023,08	1 023,08	1 023,08	1 023,08	1 023,08
Новое строительство тепловых сетей для переключения абонентов котельных на тепловые сети ТЭЦ		426,00	80,39	531,24	80,39
Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативного гидравлического режима	321,07	1 590,49	321,07	507,11	321,07
Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности	8,00				
Новое строительство ЦТП	98,39	98,39	98,39	249,09	98,39
Переоборудование котельных в ЦТП		189,20	43,00	69,92	43,00
Новое строительство ПНС	16,02	16,02	38,24	119,28	29,28
Техническое перевооружение котельных	14,78				
Реконструкция ТЭЦ	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00
<b>ИТОГО:</b>	<b>1 500,34</b>	<b>3 362,18</b>	<b>1 623,17</b>	<b>2 913,87</b>	<b>2 009,37</b>

Как видно из таблицы 3.21., наибольшие затраты приходятся на второй сценарий и составляют 3,4 млрд.руб.

В таблице 3.22 представлены расчет прибыли от реализации продукции с тепловыми нагрузками 2029 года по сценариям.

Таблица 3.22 – Расчет прибыли от реализации мероприятий по каждому сценарию развития СЦТ ТЭЦ

Сценарии	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Номера котельных									ВСЕГО
			34	7	32	50	45	40	62	44	46	
Полезный отпуск тепла, Гкал												
без затрат	321 210,00	722 610,00	1 532,20	7 239,10	4 332,10	24 557,90	4 900,00	8 503,80	20 609,40	40 760,70	5 836,70	1 162 091,90
сценарий 1	273 318,70	834 625,21	1 348,34	11 323,55	5 722,25	24 557,90	4 479,14	8 910,50	24 182,14	41 493,69	4 869,67	1 234 831,08
сценарий 2	273 318,70	961 512,39										1 234 831,08
сценарий 3	273 318,70	857 889,01				24 557,90	4 479,14	8 910,50	24 182,14	41 493,69		1 234 831,08
сценарий 4	330 647,48	904 183,61										1 234 831,08
сценарий 5	330 647,48	800 560,23				24 557,90	4 479,14	8 910,50	24 182,14	41 493,69		1 234 831,08
Расход условного топлива, т.у.т												
без затрат	47 600,00	107 800,00		1 650,60	1 031,56	6 413,02	1 403,23	1 875,78	5 321,78	9 859,11	1 345,72	184 300,80
сценарий 1	40 503,00	124 510,59		2 660,46	1 404,04	6 608,13	1 321,73	2 025,29	6 434,31	10 341,74	1 156,92	196 966,21
сценарий 2	40 503,00	143 439,80										183 942,81
сценарий 3	40 503,00	127 981,12				6 608,13	1 321,73	2 025,29	6 434,31	10 341,74		195 215,33
сценарий 4	48 998,54	134 887,41										183 885,95
сценарий 5	48 998,54	119 428,73				6 608,13	1 321,73	2 025,29	6 434,31	10 341,74		195 158,47
Расход мазута, т.н.т.												
без затрат	72,52	245,70		1 194,48	746,50	4 640,87	1 015,47	1 357,43	3 851,18	7 134,68	973,85	21 232,68
сценарий 1	61,71	189,69		1 925,28	1 016,05	4 782,07	956,49	1 465,63	4 656,28	7 483,95	837,22	23 374,35
сценарий 2	61,71	218,53										280,24
сценарий 3	61,71	194,98				4 782,07	956,49	1 465,63	4 656,28	7 483,95		19 601,09
сценарий 4	74,65	205,50										280,15
сценарий 5	74,65	181,95				4 782,07	956,49	1 465,63	4 656,28	7 483,95		19 601,00
Расход природного газа, тыс.м.куб												
без затрат	39 479,76	89 316,47										128 796,23
сценарий 1	33 602,63	103 298,09										136 900,72
сценарий 2	33 602,63	119 002,39										152 605,02
сценарий 3	33 602,63	106 177,36										139 779,99
сценарий 4	40 650,80	111 907,05										152 557,85
сценарий 5	40 650,80	99 082,01										139 732,82
Доход от реализации тепла, млн.руб.												
без затрат	1 287,53	2 896,48	6,14	29,02	17,36	98,44	19,64	34,09	82,61	163,38	23,40	4 658,08
сценарий 1	1 095,56	3 345,48	5,40	45,39	22,94	98,44	17,95	35,72	96,93	166,32	19,52	4 949,65
сценарий 2	1 095,56	3 854,09										4 949,65
сценарий 3	1 095,56	3 438,73				98,44	17,95	35,72	96,93	166,32		4 949,65

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.  
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА.

Сценарии	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Номера котельных									ВСЕГО
			34	7	32	50	45	40	62	44	46	
сценарий 4	1 325,35	3 624,29										4 949,65
сценарий 5	1 325,35	3 208,93				98,44	17,95	35,72	96,93	166,32		4 949,65
<b>Затраты на топливо, млн.руб.</b>												
без затрат	266,07	603,38	2,27	21,07	13,17	81,85	17,91	23,94	67,92	125,83	17,17	1 240,57
сценарий 1	226,46	696,17	2,27	33,95	17,92	84,34	16,87	25,85	82,12	131,99	14,77	1 332,69
сценарий 2	226,46	802,00										1 028,46
сценарий 3	226,46	715,57				84,34	16,87	25,85	82,12	131,99		1 283,19
сценарий 4	273,96	754,18										1 028,15
сценарий 5	273,96	667,75				84,34	16,87	25,85	82,12	131,99		1 282,87
<b>Прочие затраты (в % от затрат на топливо), млн.руб.</b>												
без затрат	416,16	943,75	1,44	13,47	8,42	52,33	11,45	15,31	43,42	80,45	10,98	1 597,17
сценарий 1	369,49	1 135,85	1,44	21,71	11,46	53,92	10,78	16,53	52,50	84,38	9,44	1 767,50
сценарий 2	369,49	1 308,53										1 678,02
сценарий 3	369,49	1 167,51				53,92	10,78	16,53	52,50	84,38		1 755,11
сценарий 4	446,99	1 230,51										1 677,50
сценарий 5	446,99	1 089,49				53,92	10,78	16,53	52,50	84,38		1 754,60
<b>Экономия топливной составляющей от увеличения комбинированной выработки э/э, млн.руб.</b>												
без затрат												0,00
сценарий 1	-1,93	44,30										42,37
сценарий 2	-3,90	63,44										59,54
сценарий 3	-3,90	54,29										50,39
сценарий 4	0,90	58,64										59,54
сценарий 5	0,90	49,49										50,39
<b>Прибыль</b>												
без затрат	605,30	1 349,36	1,69	-5,52	-4,22	-35,74	-9,72	-5,16	-28,73	-42,89	-4,76	1 819,61
сценарий 1	497,68	1 557,76	1,69	-10,27	-6,44	-39,82	-9,70	-6,66	-37,69	-50,05	-4,69	1 891,83
сценарий 2	495,71	1 806,99										2 302,70
сценарий 3	495,71	1 609,94				-39,82	-9,70	-6,66	-37,69	-50,05		1 961,74
сценарий 4	605,30	1 698,24										2 303,54
сценарий 5	605,30	1 501,18				-39,82	-9,70	-6,66	-37,69	-50,05		1 962,57

Для сравнения в таблицу 3.22 введен сценарий «без затрат», данный сценарий введен для сравнения и основывается на том, что СЦТ ТЭЦ не развивается, никакие мероприятия не проводятся и новые нагрузки не подключаются.

В таблице 3.23 приведен расчет простых сроков окупаемости рассмотренных сценариев развития СЦТ ТЭЦ.

Таблица 3.23 – Простые сроки окупаемости по сценариям развития СЦТ ТЭЦ

Показатель	Ед. измер.	1	2	3	4	5	Без затрат
Коэффициент использования тепла топлива (КИТТ)	%	89,56	95,90	90,36	95,93	90,39	90,08
Прибыль	млн. руб.	1 891,83	2 302,70	1 961,74	2 303,54	1 962,57	1 819,61
Приведенная прибыль к сценарию «без затрат»	млн. руб.	72,21	483,09	142,12	483,93	142,96	0,00
Капиталовложения	млн. руб.	1 500,34	3 362,18	1 623,17	2 913,87	2 009,37	0,00
Срок окупаемости мероприятий по приведенной прибыли	лет	20,8	7,0	11,4	6,0	14,1	

Как видно из таблицы 3.23:

- Самый меньший срок окупаемости у сценария 4;
- Сценарии 3 и 5 близки по прибыли, затратам и срокам окупаемости;
- Простой срок окупаемости первого сценария более 20 лет, дисконтированный срок окупаемости будет значительно больше;
- Прибыль от реализации тепла по сценарию 2 и 4 практически одинаковая, но у второго сценария больше капиталовложения;
- Четвертый вариант имеет наибольший коэффициент использования тепла топлива.

**Вывод:** Оптимальным сценарием развития СЦТ ТЭЦ является четвертый вариант (в соответствии с которым предусматривается строительство перемычки между ТМ-2 и ТМ-3 и переключение на обслуживание от ТЭЦ потребителей девяти котельных): при не самых больших из приведенных в сравнении капиталовложениях он является наиболее эффективным и имеет минимальный простой срок окупаемости.

### **3.3. Развитие систем теплоснабжения в части новой газовой котельной №1 филиала «Коммунальная энергетика» ПАО «Камчатскэнерго»**

Новая котельная ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11 км» является единственной новой котельной городского округа, использующей в качестве основного топлива наиболее дешевое и экологически чистое топливо – природный газ.

Данная котельная является наиболее экологически и экономически эффективным теплоисточником города в части котельных.

В непосредственной близости от зоны действия котельной №1 расположены зоны действия пяти мазутных котельных ПАО «Камчатскэнерго» (№ 2 «КГТУ», №3 «Моховая», №37 «Психдиспансер», №43 «Чубарова» и №52 «108 квартал»).

В сценариях развития СЦТ котельной №1 рассмотрены различные варианты подключения на данную котельную дополнительной тепловой нагрузки. При этом перечень котельных, потребители которых предлагаются к переключению, будет рассматриваться по трем сценариям, в том числе:

- первый сценарий – на котельную ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11 км» потребители других котельных не переключаются, в данном сценарии сохраняется существующая конфигурация СЦТ котельной;
- второй сценарий – переключение на котельную ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11 км» двух котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 2 «КГТУ» и 3 «Моховая», ликвидация ЦТП-№12 «Связь» и переключение её нагрузки на ЦТП-108;
- третий сценарий – переключение на котельную ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11 км» 5-ти котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 2 «КГТУ», 3 «Моховая», 37 «Психдиспансер», 43 «Чубарова» и 52 «108 квартал», ликвидация ЦТП-№12 «Связь» и переключение её нагрузки на ЦТП-109.

#### **3.3.1. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии сохранения существующей конфигурации СЦТ, сценарий 1**

По данному сценарию развития СЦТ котельных ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11км», № 2 «КГТУ», №3 «Моховая», №37 «Психдиспансер», №43 «Чубарова» и

№52 «108 квартал» изменяются только за счет подключения зон перспективной планируемой застройки. Потребители от котельных, зоны действия которых находятся в непосредственной близости (или граничат) с зоной действия котельной №1, не переключаются на данную котельную.

На рисунке 3.31 представлена зона действия котельной №1(выделена фиолетовым цветом) и зоны действия пяти котельных находящихся в непосредственной к ней близости (№ 2 «КГУ», №3 «Моховая», №37 «Психдиспансер», №43 «Чубарова» и №52 «108 квартал»).

В таблице 3.24 представлены договорные и фактические тепловые нагрузки котельной №1 и котельных №№ 2, 3, 37, 43 и 52 по состоянию базового периода.

Таблица 3.24 – Договорные и фактические тепловые нагрузки котельных ПАО «Камчатскэнерго»

Котельные	Договорная нагрузка, Гкал/ч			Фактическая нагрузка, Гкал/ч		
	абонен- тов	потери в сетях	на коллекто- рах	абонен- тов	потери в сетях	на коллекто- рах
Котельная №1 11 км	24,63	0,16	24,79	16,65	2,30	18,95
Котельная № 2 КГУ	0,41	0,01	0,42	0,26	0,62	0,88
Котельная №43 Чубарова	12,86	0,06	12,91	9,78	0,92	10,70
Котельная №52 108 квартал	9,69	0,14	9,82	5,64	2,10	7,74
Котельная №37 Психдиспансер	0,47	0,03	0,49	0,33	0,05	0,38
Котельная №3 Моховая	15,62	0,03	15,65	10,26	1,83	12,09
<b>ИТОГО:</b>	<b>63,68</b>	<b>0,42</b>	<b>64,09</b>	<b>42,92</b>	<b>7,82</b>	<b>50,74</b>

Перспективные приросты тепловых нагрузок на коллекторах данных котельных (с учетом часовых тепловых потерь при транспорте теплоносителя и сноса ветхого жилого фонда) до 2030 года в сумме составляют 26,56 Гкал/ч и представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 – Приросты тепловых нагрузок на котельных ПАО «Камчатскэнерго»

Котельные	Приросты тепловых нагрузок по годам, Гкал/ч			
	С 2014 по 2019 гг.	с 2019 по 2024 гг.	с 2024 по 2029 гг.	ВСЕГО
Котельная №1 11 км	7,22	10,18	-0,10	17,30
Котельная № 2 КГУ	0,87	0,00	0,11	0,98
Котельная №43 Чубарова	0,72	-0,12	-0,11	0,49
Котельная №52 108 квартал	0,00	0,10	2,66	2,76
Котельная №37 Психдиспансер	0,00	0,67	0,00	0,67
Котельная №3 Моховая	0,07	-0,77	5,06	4,36
<b>ИТОГО:</b>	<b>8,88</b>	<b>10,06</b>	<b>7,62</b>	<b>26,56</b>





Рисунок 3.31 – Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» вблизи зоны действия котельной №1 «11км.»

Территории перспективной застройки, расположенные в зонах действия рассматриваемых котельных, представлены на рисунке 3.32.

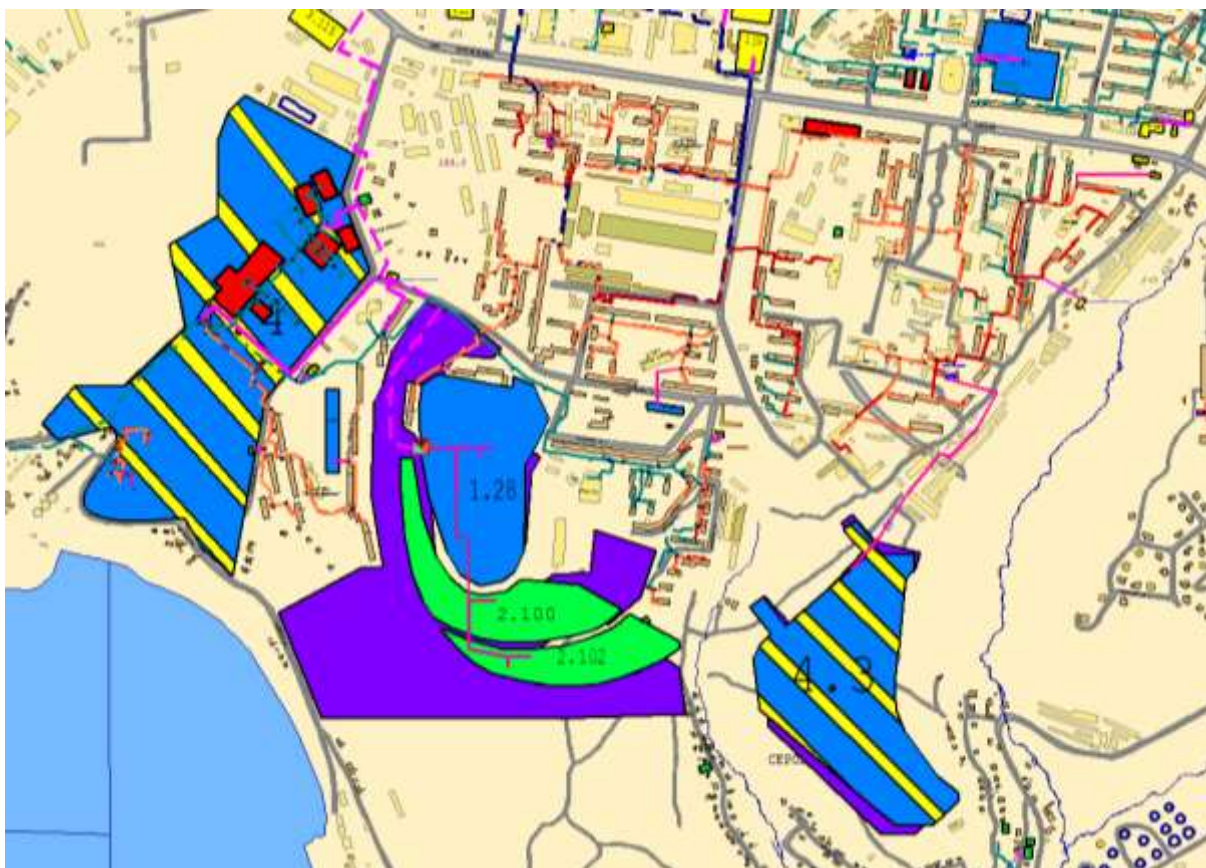


Рисунок 3.32 – Территории планируемой перспективной застройки в зонах действия котельных №№1, 2, 3, 37, 43 и 52 ПАО «Камчатскэнерго»

Суммарная прогнозируемая перспективная тепловая нагрузка на коллекторах рассматриваемых теплоисточников в 2030 году составит 77 Гкал/ч.

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки<sup>3</sup>;
- Реконструкция участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Строительство новых ЦТП;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из

---

<sup>3</sup> Не учтены затраты на строительство тепловых сетей внутри зон перспективной застройки, т.к. данные затраты одинаковые для всех сценариев

сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

### Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:

Участки тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки, предлагаемых к новому строительству представлены в таблице 3.26.

Таблица 3.26 – Строительство новых участков тепловых сетей в первом сценарии развития СЦТ котельной №1

Начало участка	Конец участка	Длина участка	Диаметр трубопроводов	Тип прокладки	Год прокладки.
<b>В зоне действия котельной №1</b>					
РА3.01608	2-04-01-ТК-ПП.1	283	529	надземная	2017
2-04-01-ТК-ПП.1	ЦТП-110 кв.	1609	529	надземная	2017
РА3.01588	2-04-01-ПП.3.92.2024	52	45	надземная	2024
РА3.00676	2-04-01-ПП.3.154.2023	44	89	подземная	2023
2-04-01-ТК-ПП.1	2-04-01-ПП.3.98.2028	87	45	надземная	2028
2-04-01-ТК-ПП.1	2-04-01-ПП.3.181.2017	70	89	надземная	2017
4-04-03-ТК-5_3	4-04-03-ПП.3.188.2019	170	133	надземная	2019
4-04-03-ТК-10_2	4-04-03-ПП.2.126.2027	134	45	надземная	2027
<b>В зоне действия котельной №52</b>					
котельная	2-01-52-ПП.4.3	700	219	надземная	2025
котельная	2-01-52-ПП.4.3_гвс	700	108	надземная	2025
2-01-52-ТК-21	2-01-52-ПП.3.39.2020_гвс	192	45	надземная	2020
2-01-52-ТК-22	2-01-52-ПП.3.39.2020	192	57	надземная	2020
<b>В зоне действия котельной №43</b>					
2-01-43-ТК-11	2-01-43.ПП.1.27.2012-2019	115	108	подземная	2018
2-01-43-ТК-16	РА3.01565	43	108	надземная	2016
РА3.01565	2-01-43.ПП.3.58.2018	38	108	надземная	2018
<b>В зоне действия котельной №2</b>					
РА3.01555	2-04-02-ПП.3.173.2026	173	57	надземная	2026
РА3.01556	2-04-02-ПП.3.192.2018	157	133	надземная	2018

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к постройке тепловых сетей составляет 4 614 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем диаметре тепловых сетей 284 мм и с материальной характеристикой 2 618,4 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 224,55 млн. руб<sup>4</sup>.

### Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением

<sup>4</sup> Затраты представлены в ценах 2015 года

**диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Необходимые перекладки участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице 3.27.

При подключении перспективной тепловой нагрузки возникают проблемы в системе транспорта тепла котельной №1 «11 км», №2 «КГТУ» и №3 «Моховая» по следующим направлениям:

- От котельной № 1 до ЦТП-109;
- От котельной № 2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018;
- От котельной № 2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026;
- От котельной № 3 до 2-04-03-ЦТП"Моховая";
- Котельная № 3 от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027.



Таблица 3.27 – Реконструкция с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей в первом сценарии развития СЦТ котельной №1

Начало участка	Конец участка	Длина, п.м.	Существующие Ду трубопроводов, мм.		Рекомендуемые Ду трубопроводов, мм.		Тип прокладки	Год перекладки
			подающий	обратный	подающий	обратный		
В зоне действия котельной №1								
РА3.00700	РА3.00646	300	300	250	350	350	надземная	2017
РА3.00695	РА3.00700	210	300	250	350	350	надземная	2017
РА3.00658	РА3.00695	180	300	250	350	350	надземная	2017
В зоне действия котельной № 2								
И.Д.00036	2-04-02-ТК-1	430	100	100	150	150	надземная	2018
2-04-02-ТК-1	И.Д.00037	260	100	100	150	150	надземная	2018
В зоне действия котельной №3								
РА3.01476	4-04-03-ТК-17_3	5	100	100	150	150	подземная	2025
4-04-03-ТК-15_3	РА3.01558	40,4	50	50	80	80	подземная	2025
4-04-03-ТК-7_3	4-04-03-ТК-8_3	530	250	250	300	300	подземная	2025
4-04-03-ТК-8_3	4-04-03-ТК-9_3	2	200	200	250	250	подземная	2025
4-04-03-ТК-9_3	4-04-03-ТК-10_3	27	200	200	250	250	подземная	2025
4-04-ТК-т.Б	2-04-03-ЦТП"Моховая"	450	300	300	350	350	надземная	2025

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 2 434 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 219 мм и с материальной характеристикой 1 069,14 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 276 мм, материальная характеристика – 1 345,5 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость реконструкции выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 155,97 млн. руб.

Ниже на рисунках 3.28 ÷ 3.42 представлены пьезометрические графики без учета и с учетом реконструкции трубопроводов тепловых сетей с увеличением диаметров и проблемные пути.

Путь теплоносителя от котельной № 1 до ЦТП-109 представлен на рисунке 3.33, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.34, с реконструкцией – на рисунке 3.35.



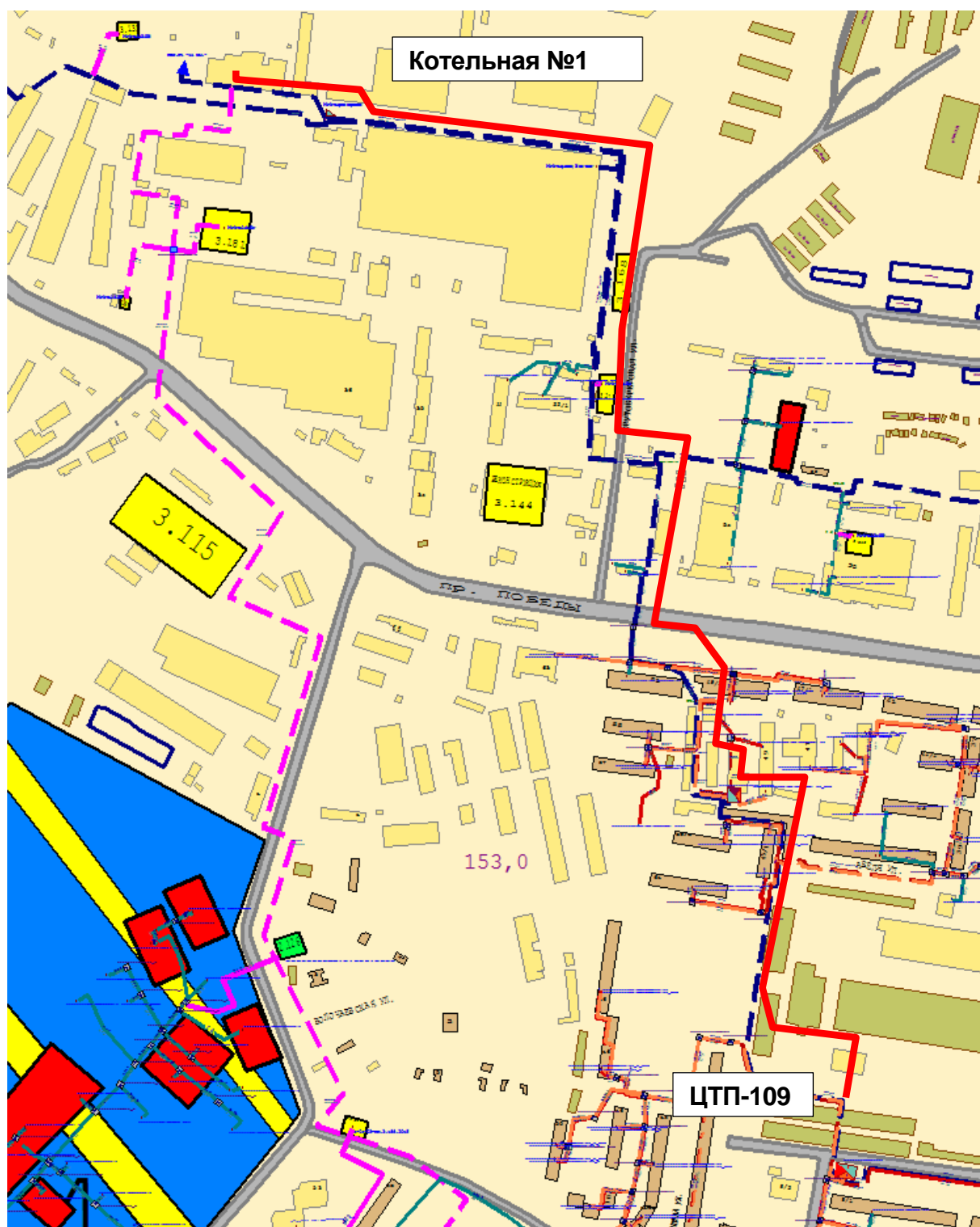


Рисунок 3.33 – Путь от котельной №1 до ЦТП-109

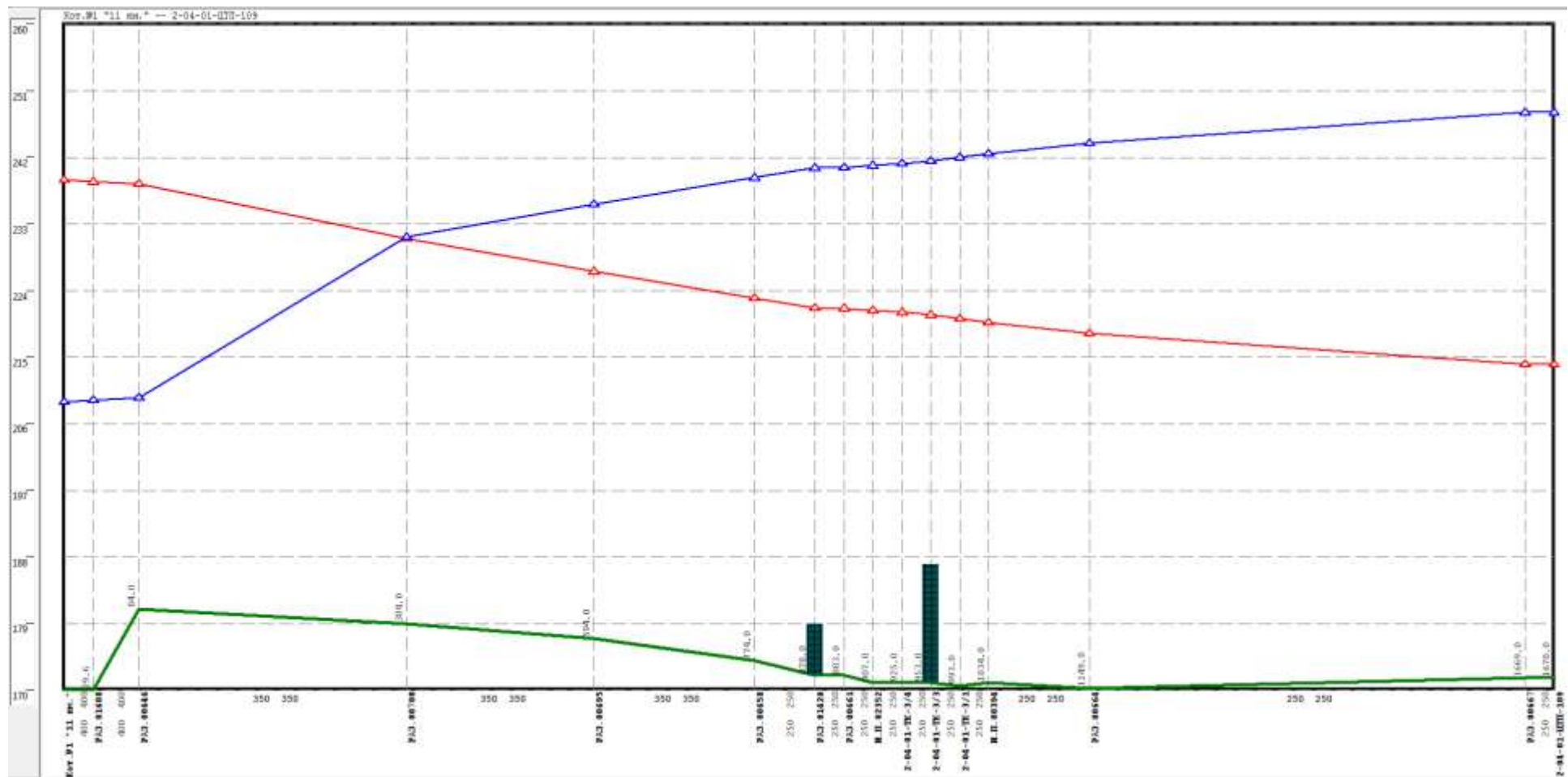


Рисунок 3.34 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без переключков

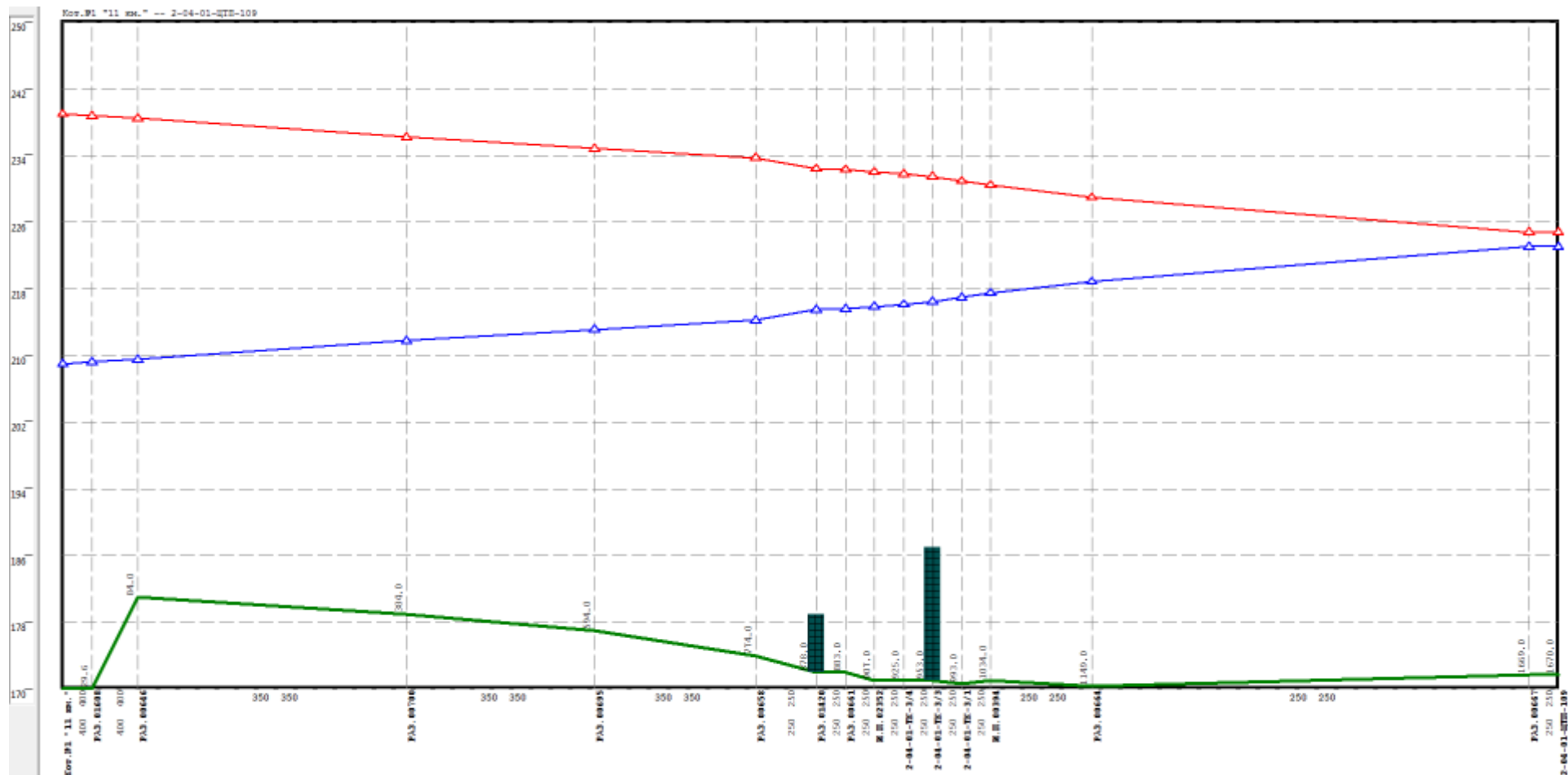


Рисунок 3.35 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с перекадками

Путь от котельной № 2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018 представлен на рисунке 3.36, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.37, с реконструкцией – на рисунке 3.38.

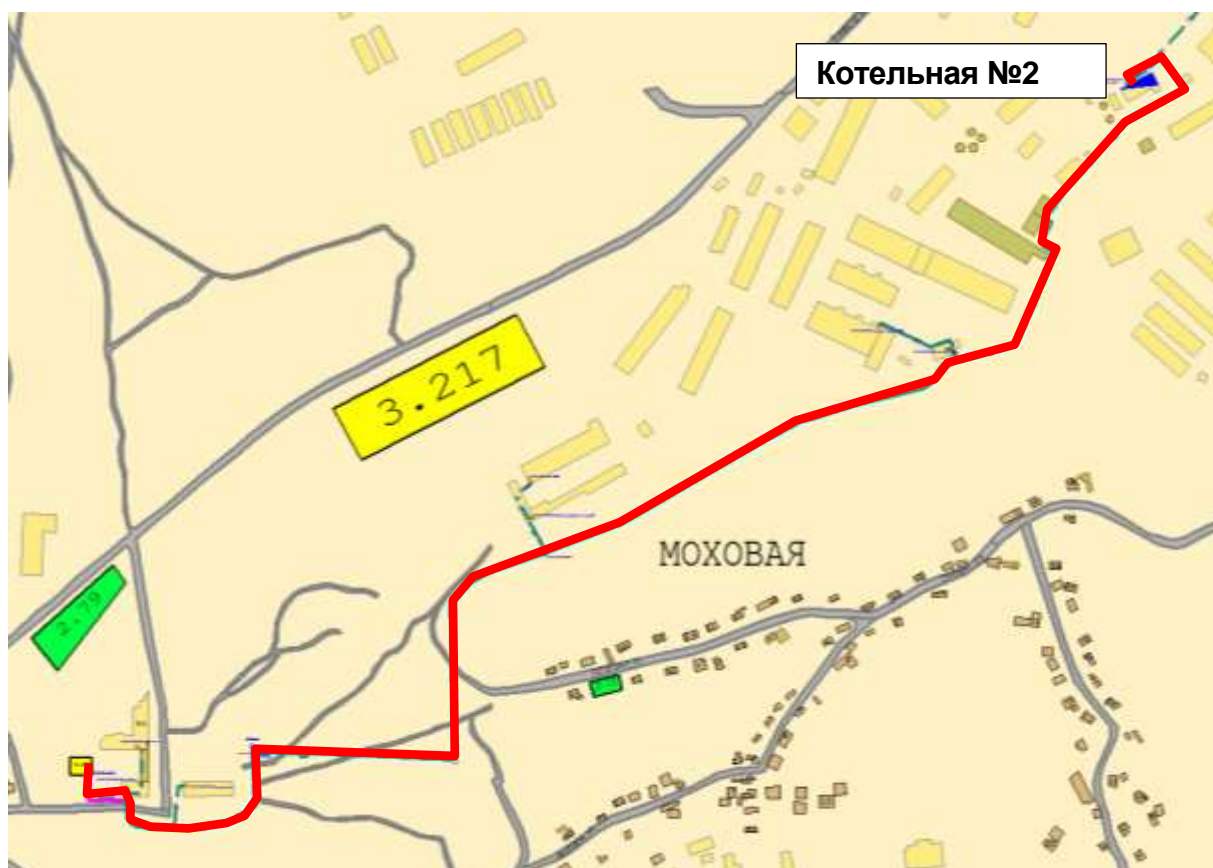


Рисунок 3.36 – Путь от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018

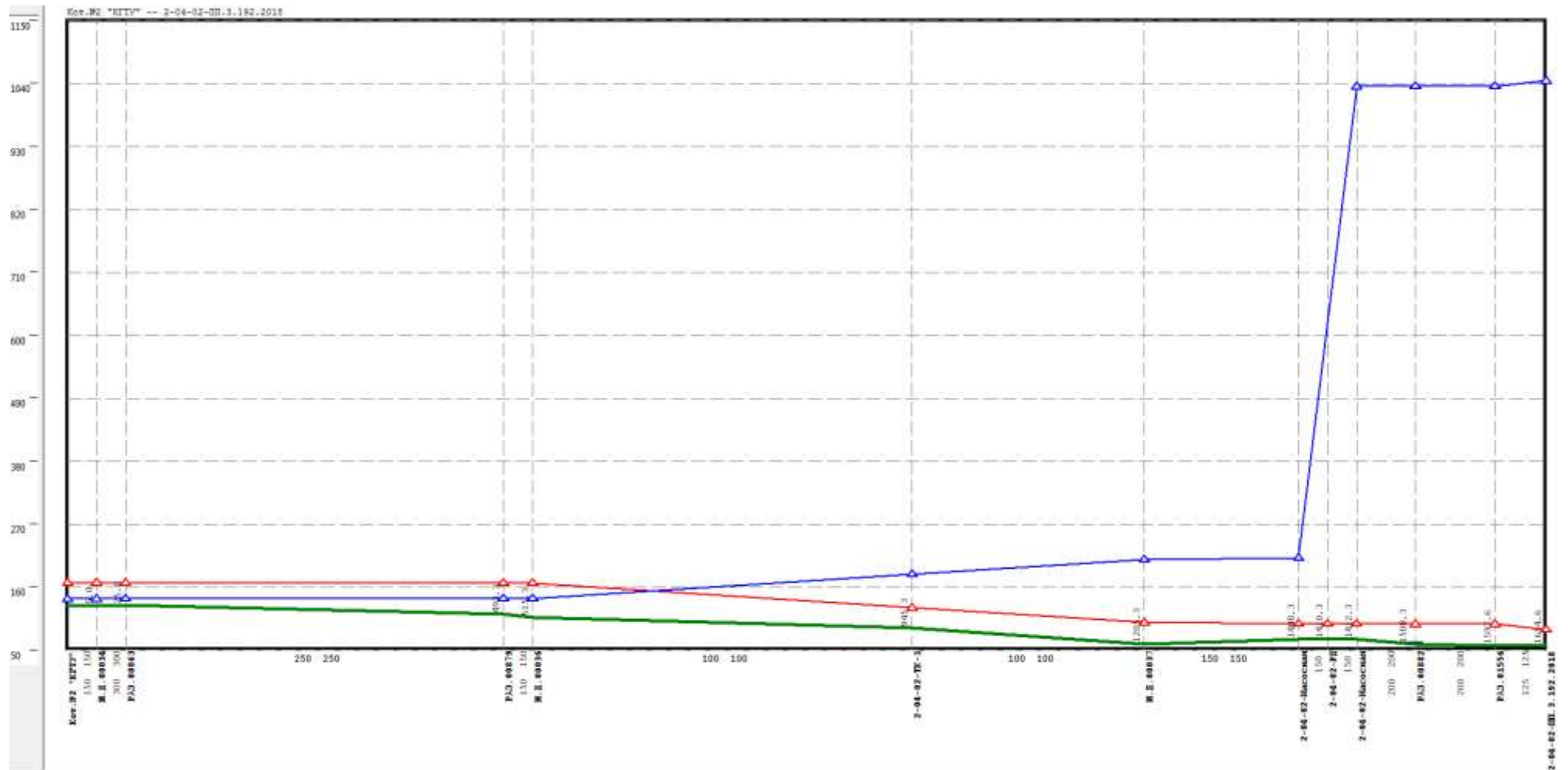
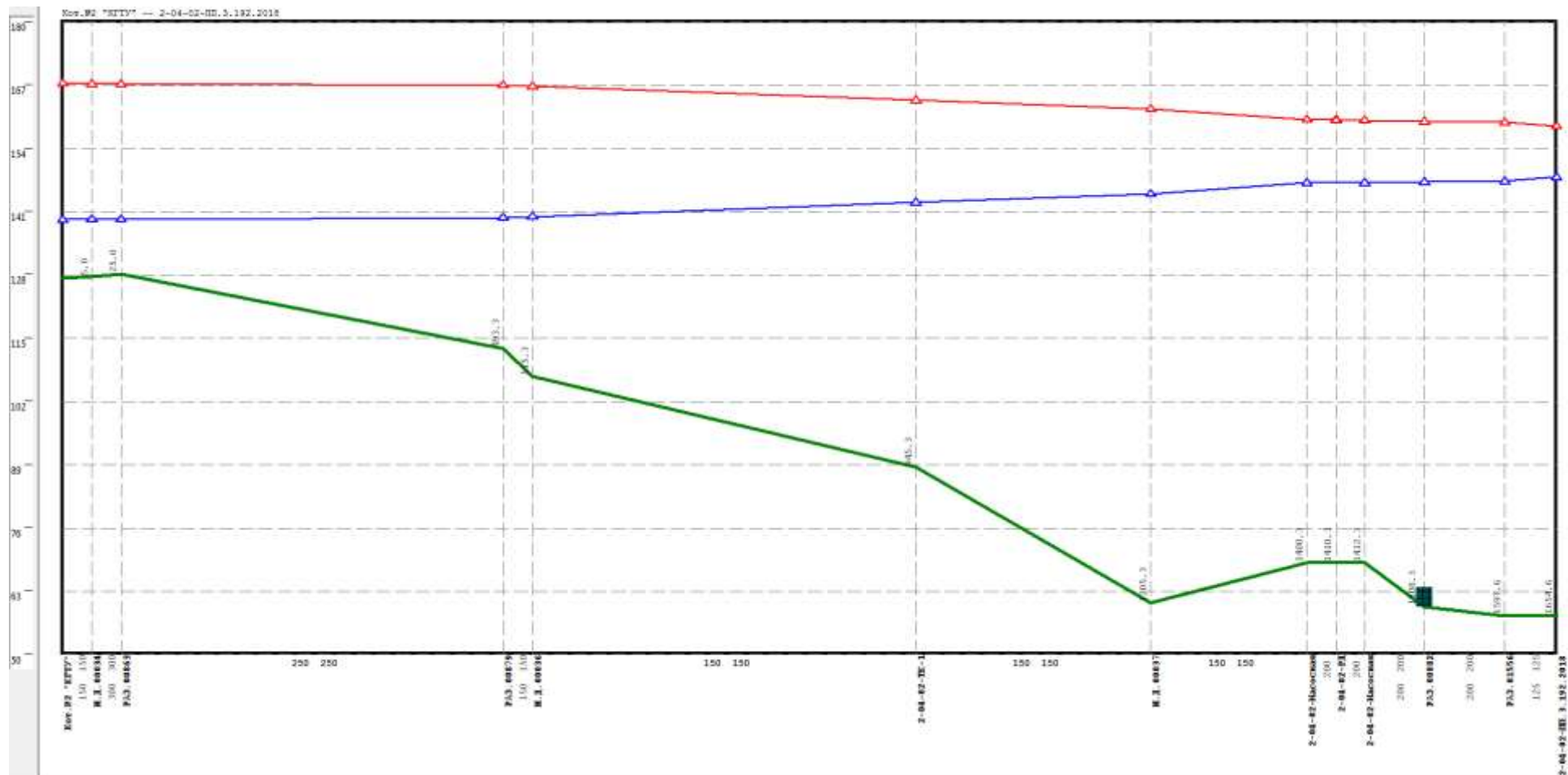


Рисунок 3.37 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.192.2018 без переключков





Путь от котельной № 2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026 представлен на рисунке 3.39, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.40, с реконструкцией – на рисунке 3.41.



Рисунок 3.39 – Путь от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026

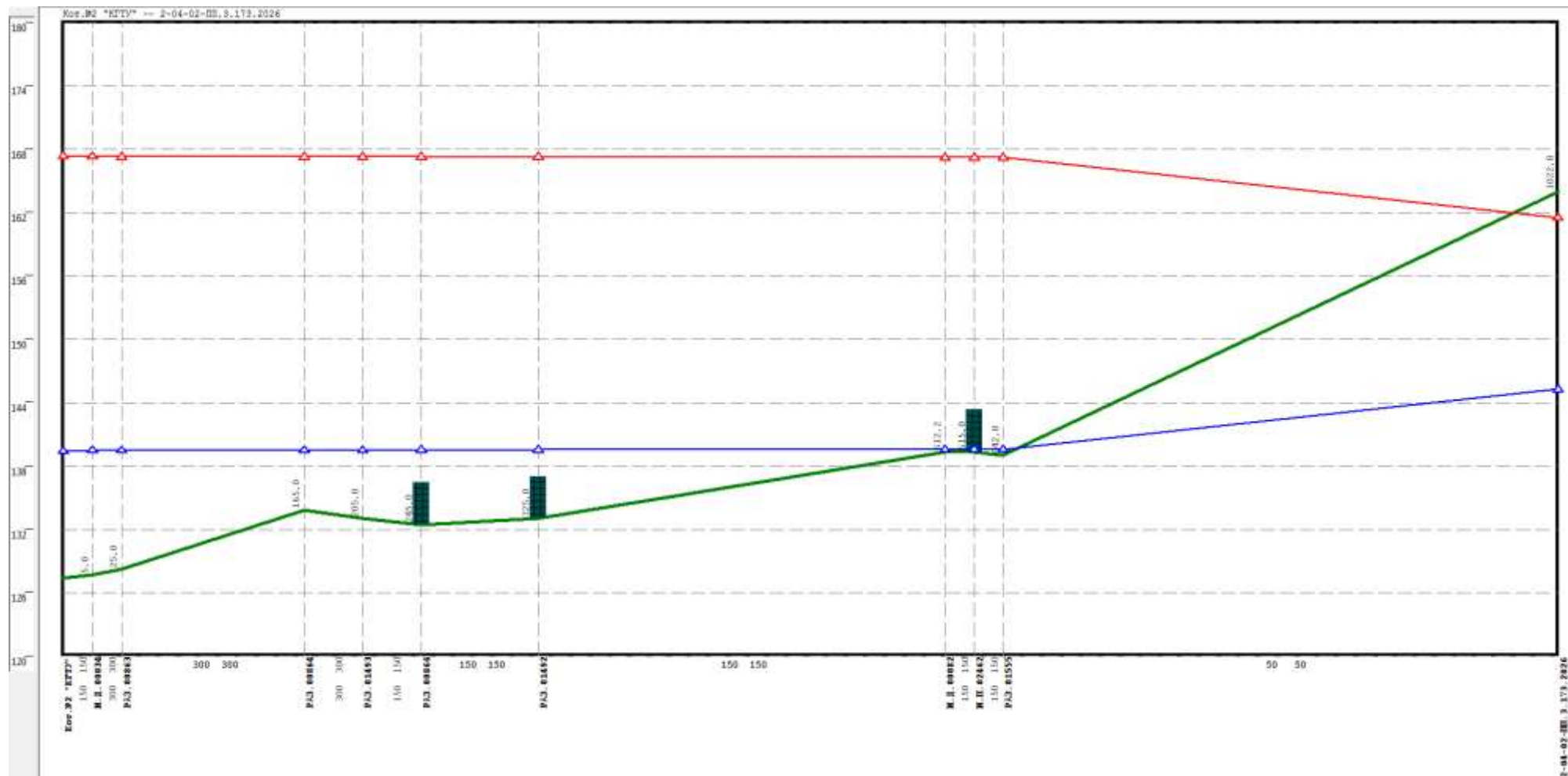


Рисунок 3.40 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026 без перепадов

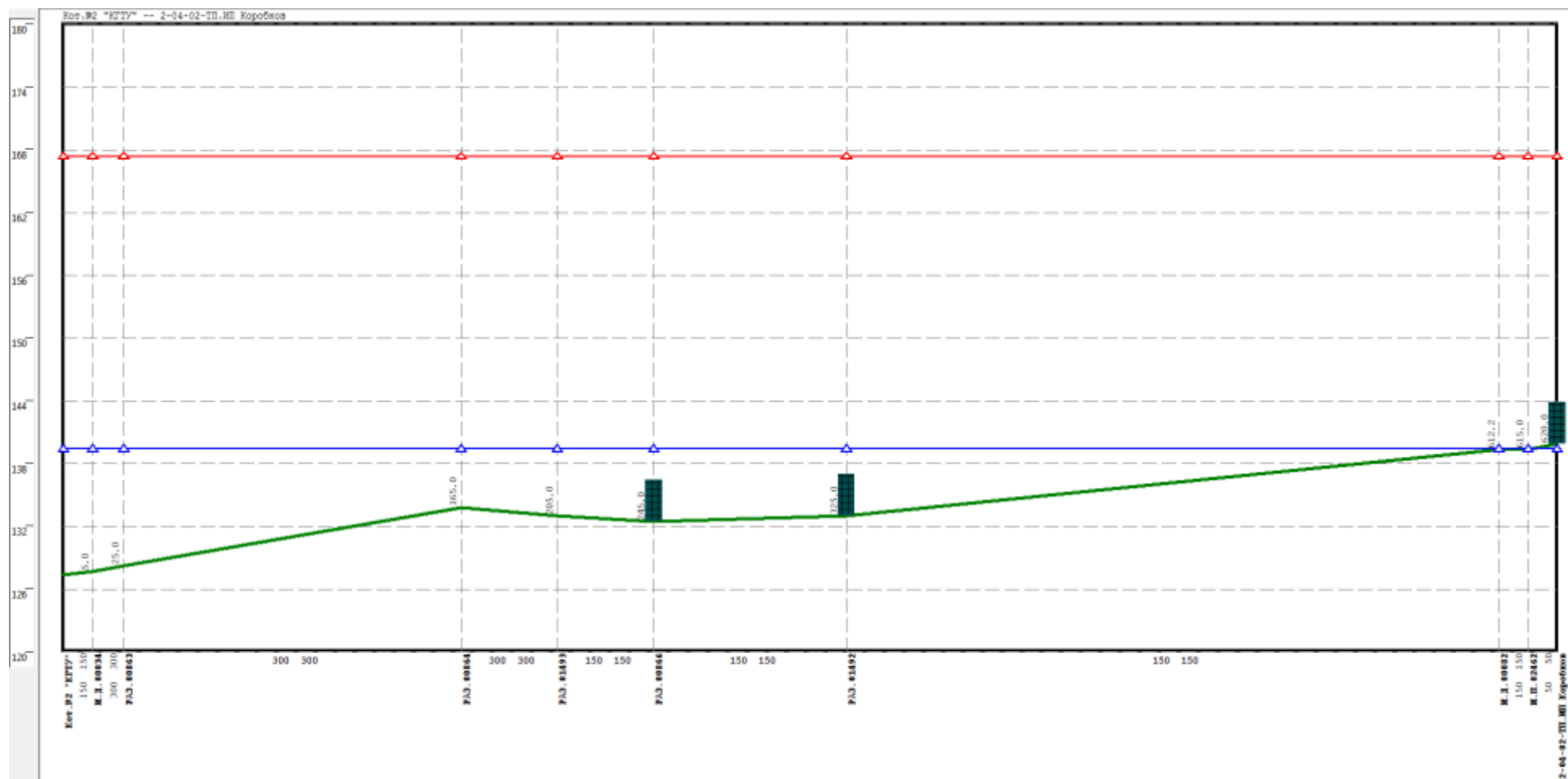


Рисунок 3.41 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №2 до 2-04-02-ПП.3.173.2026 с перекладками

Путь от котельной № 3 до ЦТП «Моховая» представлен на рисунке 3.42, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.43, с реконструкцией – на рисунке 3.44.

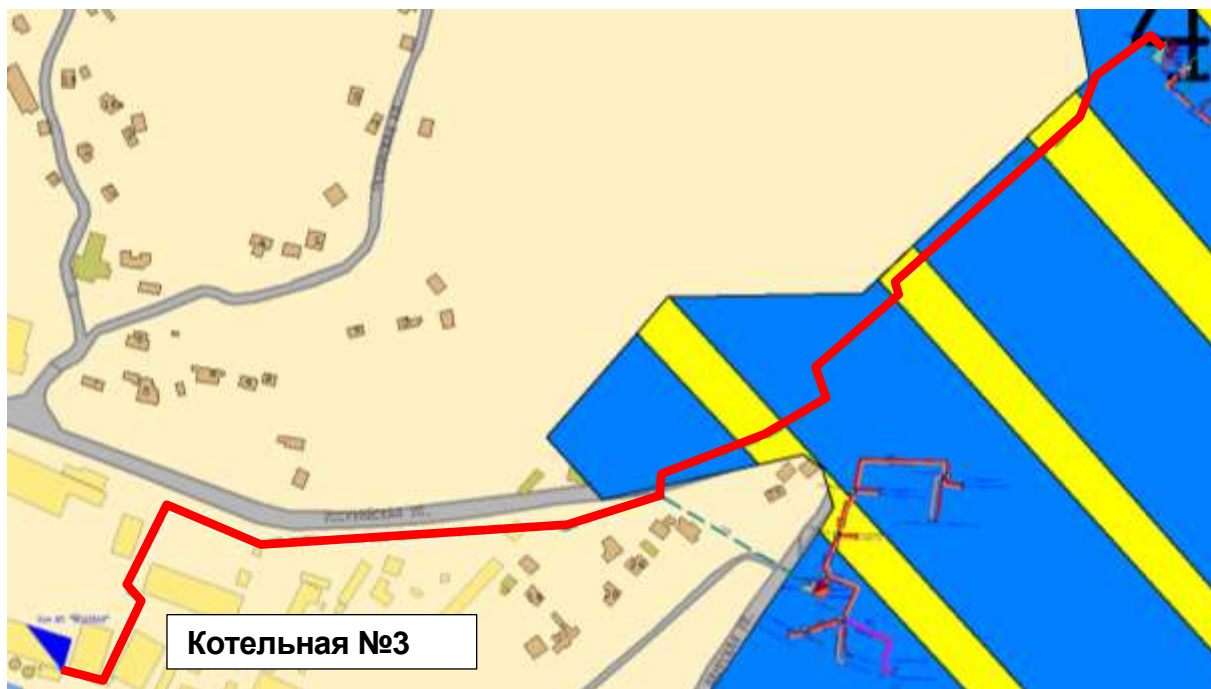


Рисунок 3.42 – Путь от котельной №3 до ЦТП «Моховая»

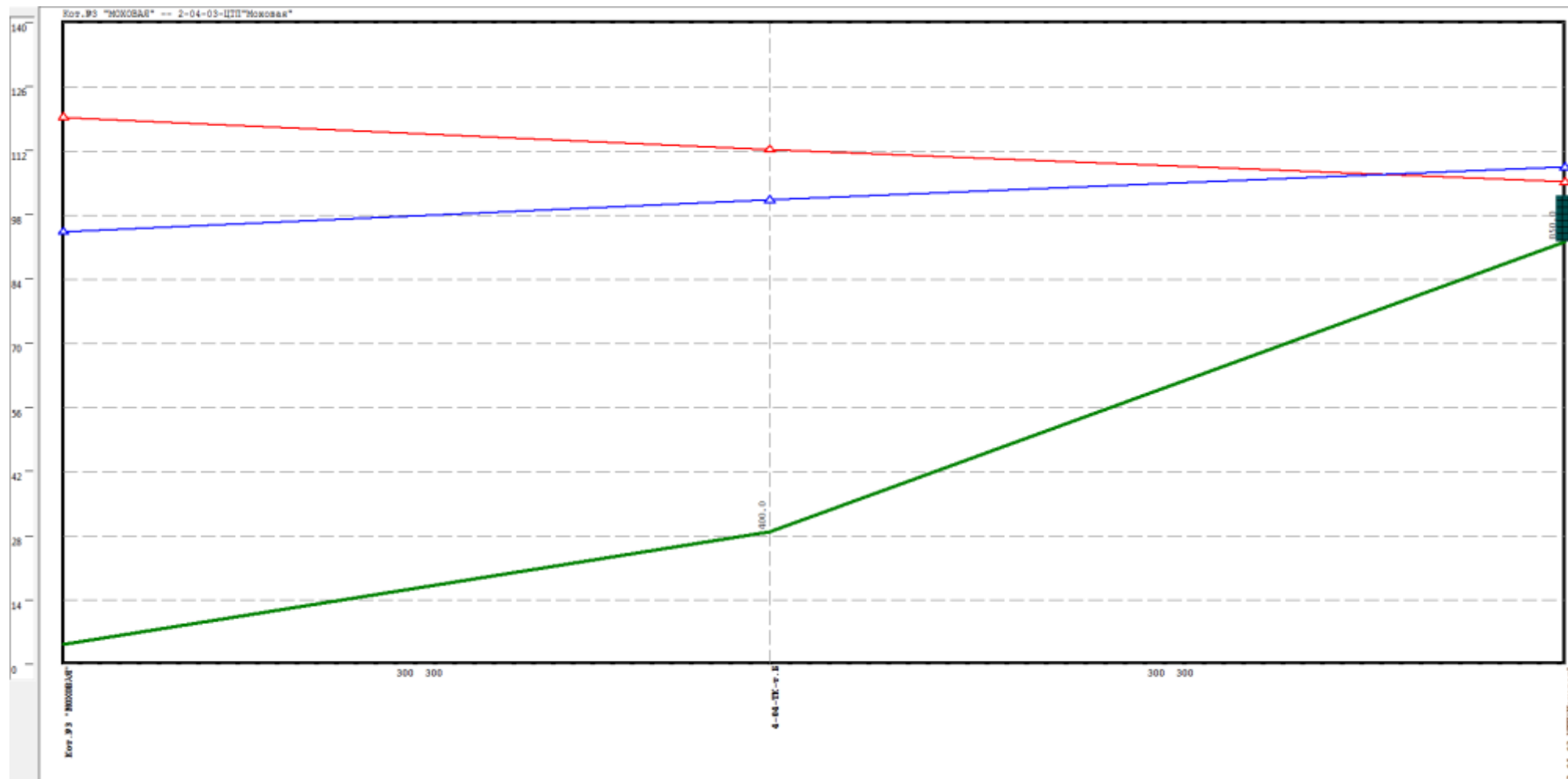


Рисунок 3.43 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №3 до ЦТП «Моховая» без переключений

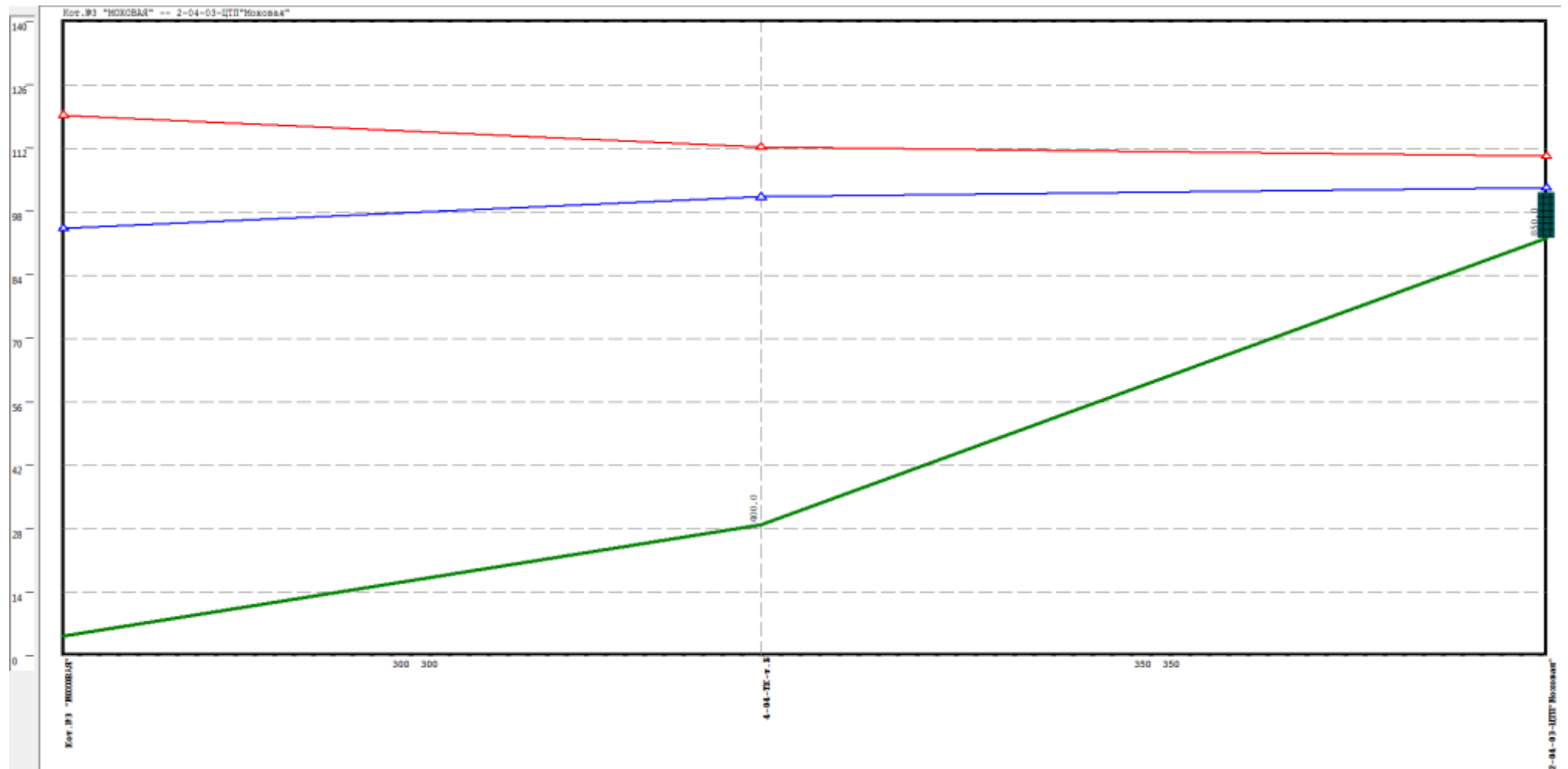


Рисунок 3.44 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №3 до ЦТП «Моховая» с перекладками



Путь в зоне действия котельной № 3 от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 представлен на рисунке 3.45, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.46, с реконструкцией – на рисунке 3.47.

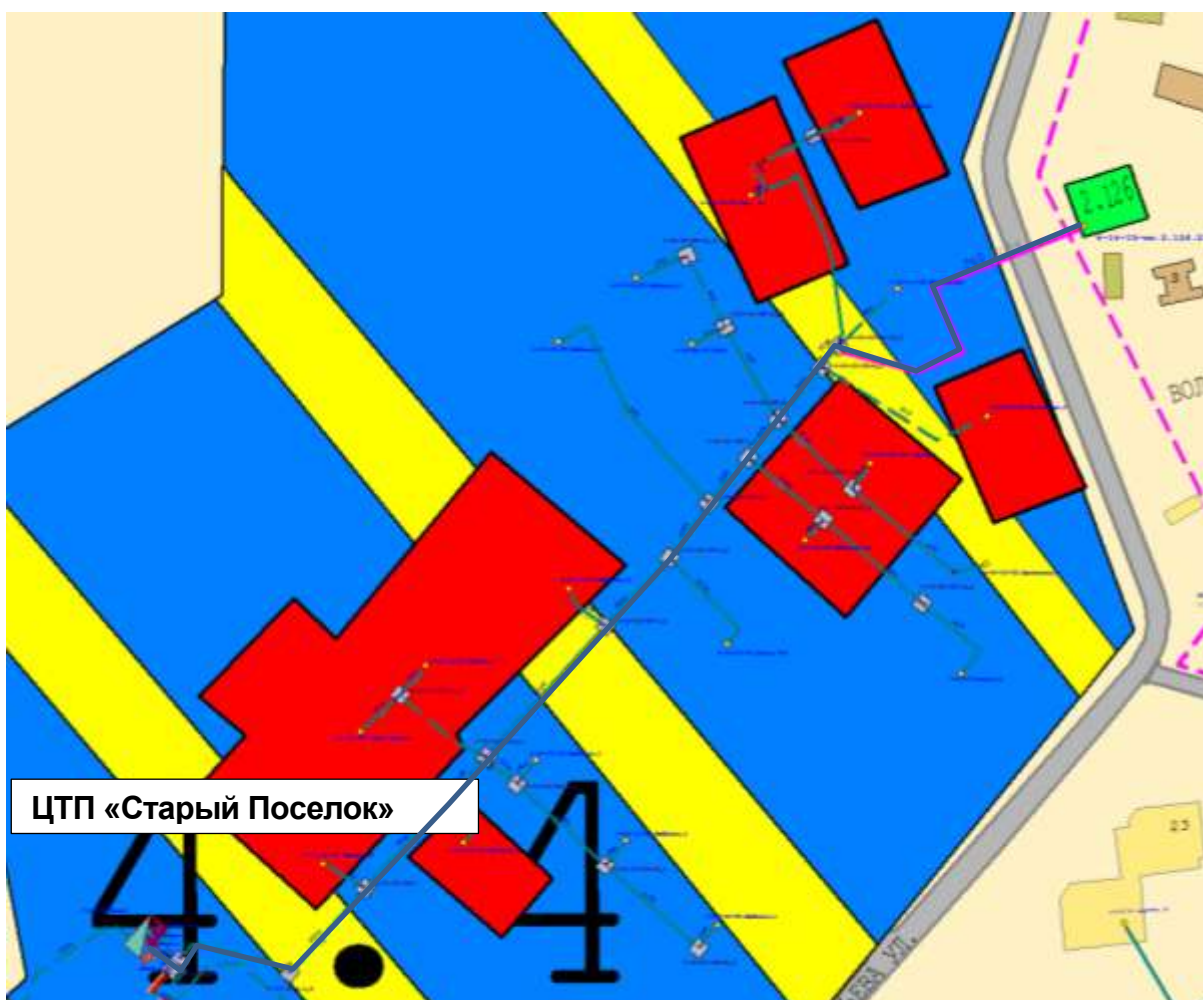


Рисунок 3.45 – Путь от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 в зоне действия котельной №3

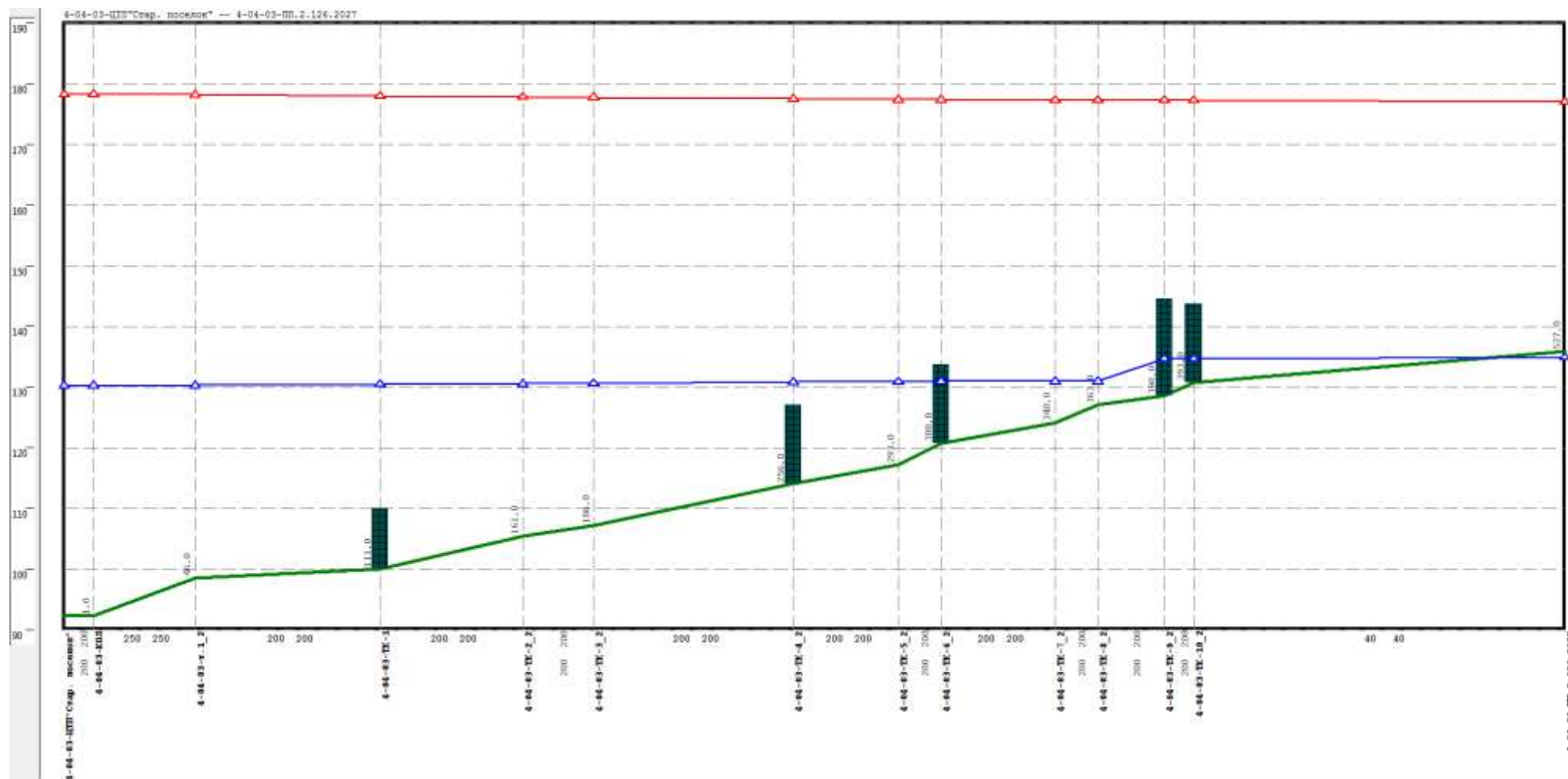


Рисунок 3.46 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 без переключений

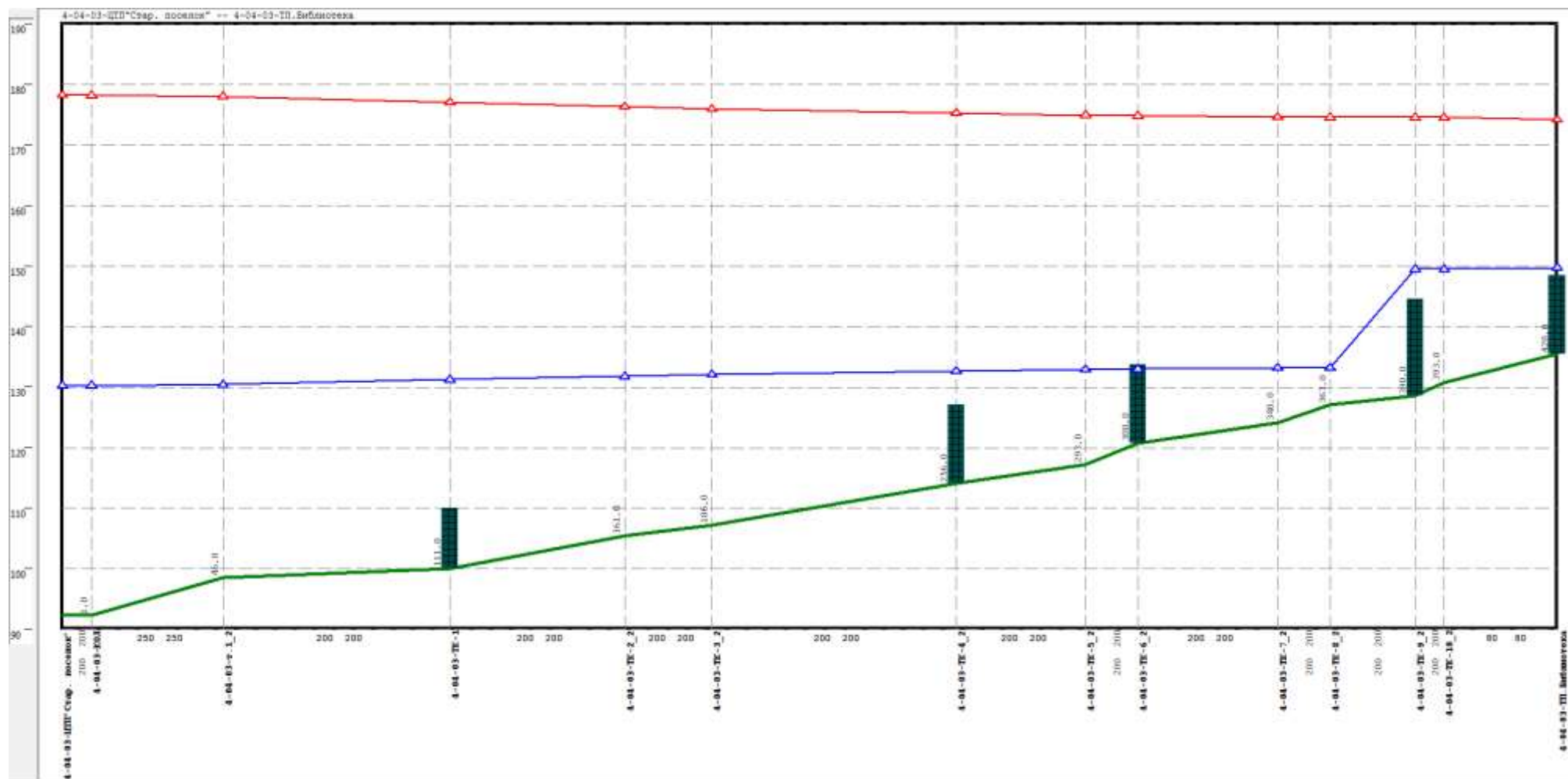


Рисунок 3.47 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от ЦТП «Старый поселок» до 4-04-03-ПП.2.126.2027 с перекачками

### Строительство новых ЦТП:

СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» в закрытых системах теплоснабжения рекомендуется предусматривать один ЦТП на микрорайон или группу зданий с расходом теплоты в пределах 12—35 МВт (по сумме максимального теплового потока на отопление и среднего теплового потока на горячее водоснабжение).

Для обеспечения перспективной планируемой тепловой нагрузки (в зонах 1.28, 2.100 и 2.102 на рисунке 3.48) 15,4 Гкал/ч (около 18 МВт) предлагается строительство нового ЦТП мощностью 30 Гкал/ч (с учетом тепловых потерь в сетях и стояках зданий и максимальной нагрузки ГВС).

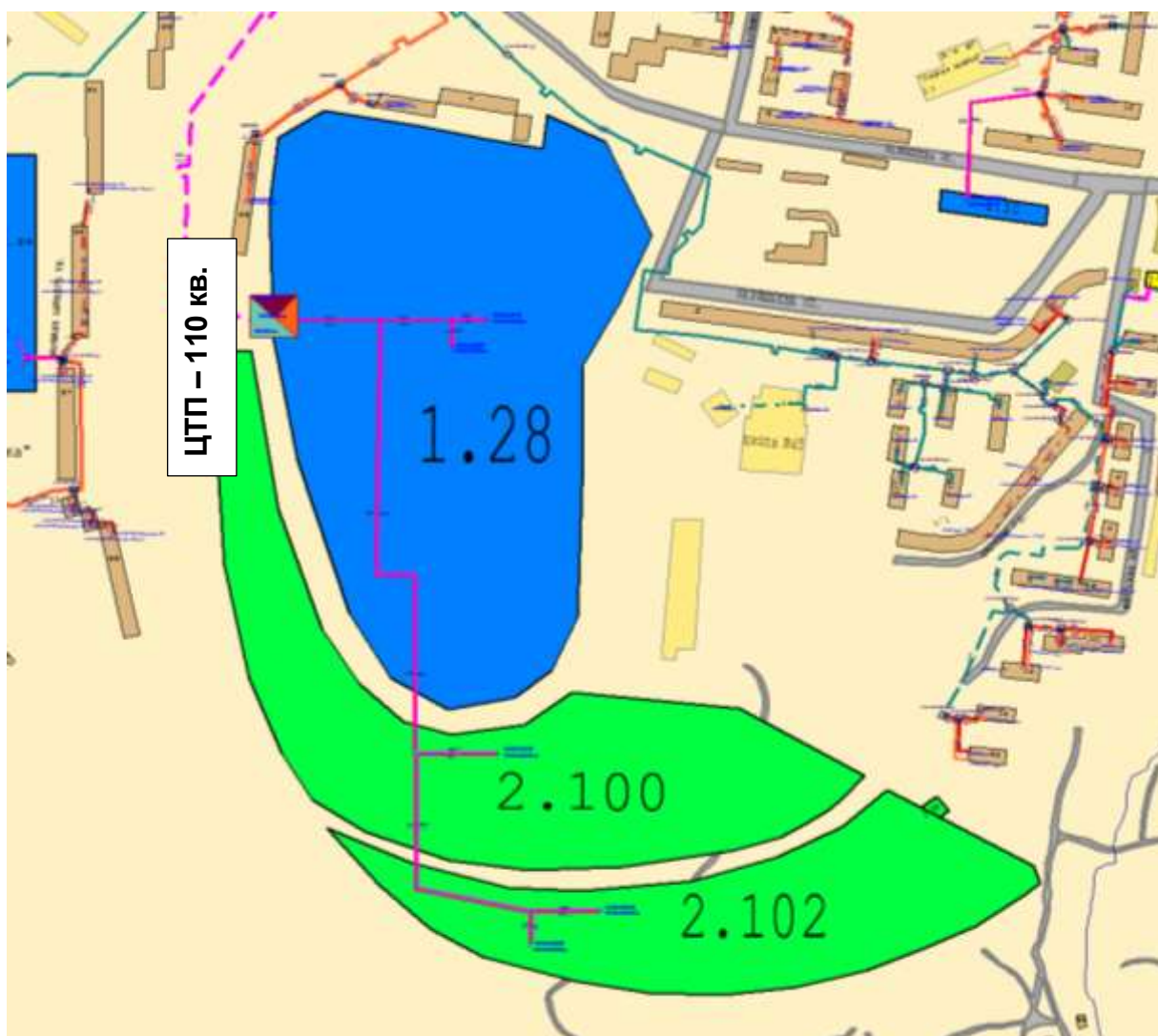


Рисунок 3.48 – Новое ЦТП-110 кв. для зоны планируемой перспективной застройки

Оценочная стоимость строительства нового ЦТП составляет 113,78 млн. руб. Данные затраты одинаковые для всех сценариев развития СЦТ котельный №1.

**Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей:**

По результатам анализа предлагается осуществлять реконструкцию (замену или капитальный ремонт оборудования исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет) котлоагрегатов представлены в таблице 3.28.

Таблица 3.28 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Год реконструкции, замены
<b>Котельная №53 «108 квартал»</b>			
ДКВР-4/13	2004	2,96	2028
<b>Котельная №43 «Чубарова»</b>			
ДКВР-10/13	1976	7,41	2024
ДКВР-10/13	2005	7,41	2029
<b>Котельная №2 «КГТУ»</b>			
ДКВР-4/13	1978	2,96	2026
ДКВР-4/13	1978	2,96	2026

Оценочная стоимость технического перевооружения котельных составляет 73,38 млн. руб.

Суммарные капиталовложения по первому сценарию развития СЦТ котельной №1 составляют 567,68 млн. руб.

### **3.3.2. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии переключения на неё тепловой нагрузки котельных по сценарию 2**

По данному сценарию развития СЦТ котельных ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11км», № 2 «КГТУ», №3 «Моховая», №37 «Психдиспансер», №43 «Чубарова» и №52 «108 квартал» изменяются за счет:

- Подключения зон перспективной планируемой застройки;
- Переключение потребителей от котельных №2 и №3 на котельную №1



с реконструкцией котельной №2 в ЦТП;

- Конфигурация СЦТ котельных №№ 43, 37 и 52 не изменяется.

На рисунке 3.49 представлена зона действия котельной №1 (выделена фиолетовым цветом) и зоны действия котельных, тепловая нагрузка которых переключается на котельную №1.



Рисунок 3.49 – Расширение зоны действия котельной №1 по сценарию 2

В таблице 3.39 представлены прогнозируемые перспективные тепловые нагрузки котельной №1 с переключенными на неё нагрузками котельных №№2, 3 и котельных №№ 37, 43 и 52 на конец 2029 года.

Таблица 3.29 – Прогнозируемые тепловые нагрузки по второму сценарию развития зоны СЦТ котельной №1 на конец 2029 года

Котельные	Прогнозируемая тепловая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
Котельная №1 11 км	48,31	6,25	54,56
Котельная №43 Чубарова	10,24	0,95	11,19
Котельная №52 108 квартал	8,22	2,28	10,50
Котельная №37 Психдиспансер	0,96	0,09	1,05
<b>ИТОГО:</b>	<b>67,73</b>	<b>9,57</b>	<b>77,30</b>



Суммарная прогнозируемая тепловая нагрузка на коллекторах рассматриваемых теплоисточников в 2030 году составит 77 Гкал/ч.

Располагаемой тепловой мощности котельной №1 «11 км.», после переключения на нее тепловых нагрузок котельных №№2 и 3 недостаточна для обеспечения перспективной тепловой нагрузки до 2030 года, т.к.:

- прогнозируемая тепловая нагрузка на котельную №1 по заключенным договорам с учетом планируемого прироста к 2030 году составит 54,56 Гкал/ч, располагаемая мощность газовой котельной составляет 38,48 Гкал/ч.

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных №2 и №3 на тепловые сети котельной №1;
- Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективной тепловой нагрузки;
- Строительство новых ЦТП (аналогично сценарию 1);
- Реконструкция котельной №2 в ЦТП;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

**Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Перечень участков тепловых сетей предлагаемых для нового строительства с целью подключения перспективной тепловой нагрузки аналогичен первому сценарию развития СЦТ котельной №1 (таблица 2.36).

Оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 224,55 млн. руб.

**Новое строительство тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных №2 и №3 на тепловые сети котельной №1:**

Для переключения потребителей котельной №2 «КГТУ» предлагается строительство магистрали (с надземной прокладкой трубопроводов в подвесной изоляции из скорлуп ППУ с оболочкой из оцинкованной стали) от тепловой камеры 2-04-01-ТК-10 до котельной №2 с переоборудованием котельной в ЦТП-КГТУ (на рисунке 3.50 выделен синим цветом). Длина магистрали составляет 810 п.м., предлагаемый диаметр труб (прямой и обратной) – 133 мм, с материальной характеристикой 215,5 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 21,07 млн.руб.



Рисунок 3.50 – Новый участок тепловой сети для переключения потребителей котельной №2 на котельную №1

Для переключения потребителей котельной №3 «Моховая» предлагается строительство магистрали (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 2-04-01-ТК-ПП.2 (нового участка тепловой сети от котельной №1 до ЦТП-110 кв., см. рисунки 3.43 и 3.28) до ЦТП «Моховая» (на рисунке 3.51 выделен красным цветом). Длина магистрали составляет 567 п.м., предлагаемый диаметр труб (прямой и обратной) – 325 мм, с материальной характеристикой 368,6 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 55,18 млн.руб.

Котельная №3 «Моховая» выводится из эксплуатации. Передача тепла от ЦТП «Моховая» до ЦТП-115а будет транспортироваться по существующей тепловой сети.

Для переключения потребителей ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-108 предлагается строительство четырехтрубного участка тепловых сетей (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 4-04-01-03-ТК-3 до бескамерной врезки 00929 (на рисунке 3.52 выделен синим цветом). Длина участка тепловой сети составляет 44 п.м., предлагаемый диаметр труб на отопление (прямой и обратной) – 219 мм, на ГВС диаметр прямой – 108 мм, обратной – 86 мм. Материальная характеристика участка - 27,8 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят – 4,20 млн.руб.

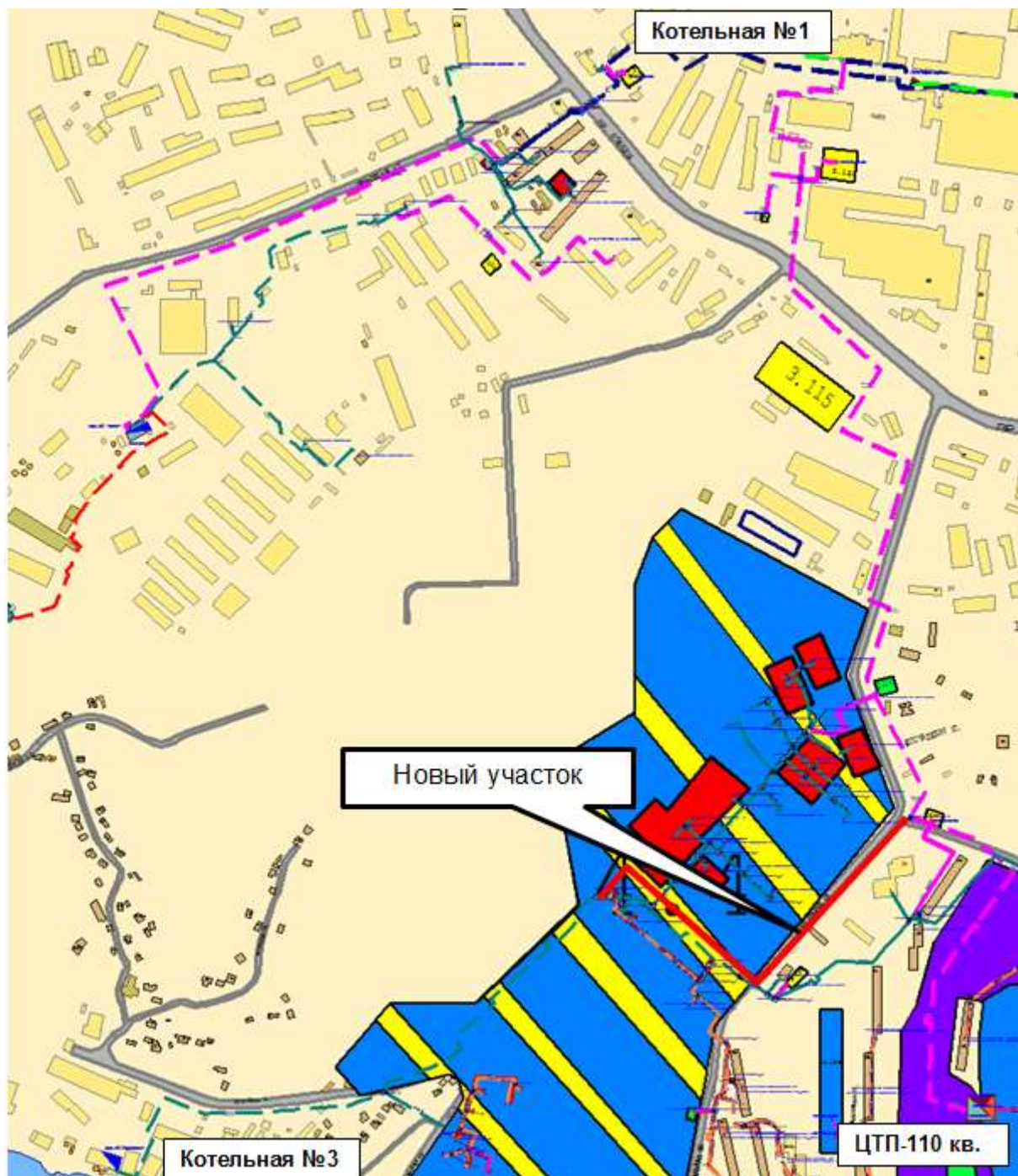


Рисунок 3.51 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки котельной №2 на котельную №1



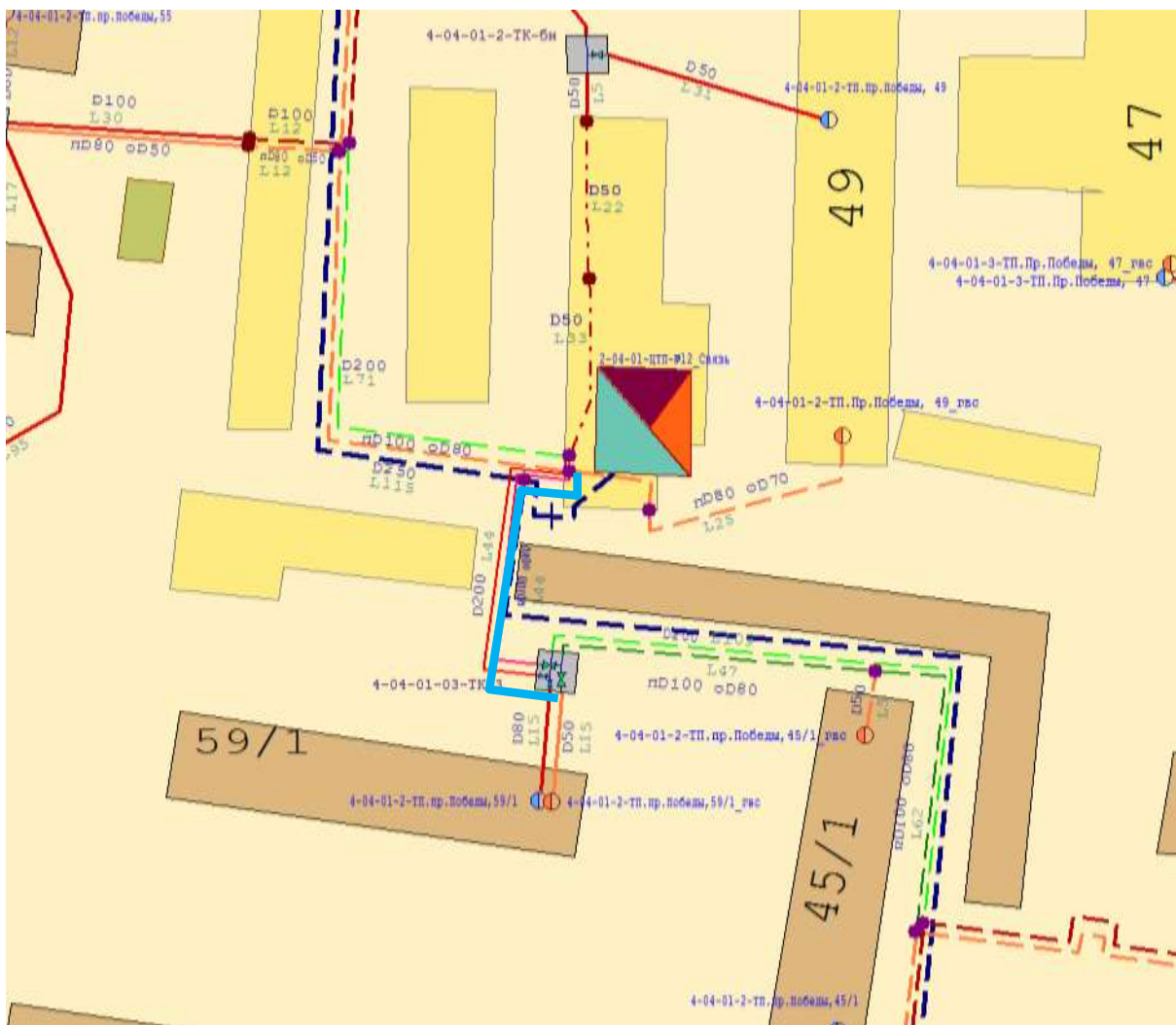


Рисунок 3.52 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-108

Суммарная оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 80,45 млн. руб.

**Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Необходимые перекладки участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице 3.30.

При подключении перспективной тепловой нагрузки возникают проблемы в системе транспорта тепла котельной №1 «11 км» по следующим направлениям:

- От котельной № 1 до ЦТП-КГТУ и от котельной №1 до ЦТП-110

пъезометрические графики нормальные, но предлагается замена головного участка магистрали от котельной (уч.№1 в таблице 3.30.) – повышенные скорости и удельные сопротивления;

- От котельной № 1 до ЦТП-109.

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 2 765 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 210 мм и с материальной характеристикой 1 166,2 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 305 мм, материальная характеристика – 1 688 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость перекладок представленных в таблице 3.30 участков тепловых сетей составляет 186,67 млн. руб.



Таблица 3.30 – Перекладка с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей во втором сценарии развития СЦТ котельной №1

№ уч.	Начало участка	Конец участка	Длина, п.м.	Существующие Ду трубопроводов, мм.		Рекомендуемые Ду трубопроводов, мм.		Тип прокладки	Год перекладки
				подающий	обратный	подающий	обратный		
1	Кот.№1 "11 км."	РА3.01608	29,58	400	400	500	500	Надземная	2017
2	РА3.00646	РА3.01418	274	250	--	400		Надземная	2017
3	РА3.01418	РА3.01419	241,5	300	250	400	400	Надземная	2017
4	РА3.01419	РА3.00658	150	300	250	400	400	Надземная	2017
5	РА3.00658	2-04-01-ТК-6/1	95,63	250	250	350	350	Надземная	2017
6	2-04-01-ТК-6/1	РА3.00670	101	250	250	350	350	Надземная	2017
7	РА3.00670	РА3.01588	316,16	250	250	350	350	Надземная	2017
8	РА3.01588	РА3.00677	102,84	250	250	350	350	Надземная	2017
9	РА3.00677	И.П.00405	11	250	250	350	350	Подземная	2017
10	И.П.00405	РА3.00678	11	250	250	350	350	Надземная	2017
11	РА3.00678	РА3.00676	44	250	250	350	350	Надземная	2017
12	РА3.00676	2-04-01-ТК-7	71	250	250	350	350	Подземная	2017
13	2-04-01-ТК-7	РА3.01421	215	250	250	350	350	Подземная	2017
14	РА3.01421	И.П.02355	48	200	200	300	300	Подземная	2017
15	И.П.02355	2-04-01-ТК-8/СК-26	337	200	200	300	300	Надземная	2017
16	2-04-01-ТК-8/СК-26	И.П.02357	160	200	200	300	300	Подземная	2017
17	И.П.02357	РА3.00667	55	200	200	300	300	Надземная	2017
18	РА3.00667	2-04-01-ЦТП-109	1	250	250	300	300	Надземная	2017
19	РА3.01421	И.П.00397	36	200	200	250	250	Подземная	2017
20	И.П.00397	2-04-01-ЦТП-108	134	200	200	250	250	Надземная	2017
21	РА3.01002	4-04-01-3-ТК-1	7	200	200	250	250	Подземная	2017
22	4-04-01-3-ТК-1	4-04-01-3-ТК-2	15	200	200	250	250	Подземная	2017
23	4-04-01-3-ТК-2	4-04-01-3-ТК-3	20	200	200	250	250	Подземная	2017
24	РА3.01429	4-04-01-03-ТК-3	109	80	80	200	200	Надземная	2017
25	РА3.01430	4-04-01-03-ТК-3	109	50	50	100	80	Надземная	2017
26	РА3.00929	РА3.01426	71	150	150	200	200	Надземная	2017

Путь от котельной № 1 до ЦТП-109 представлен на рисунке 3.53, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.54, с реконструкцией – на рисунке 3.55.

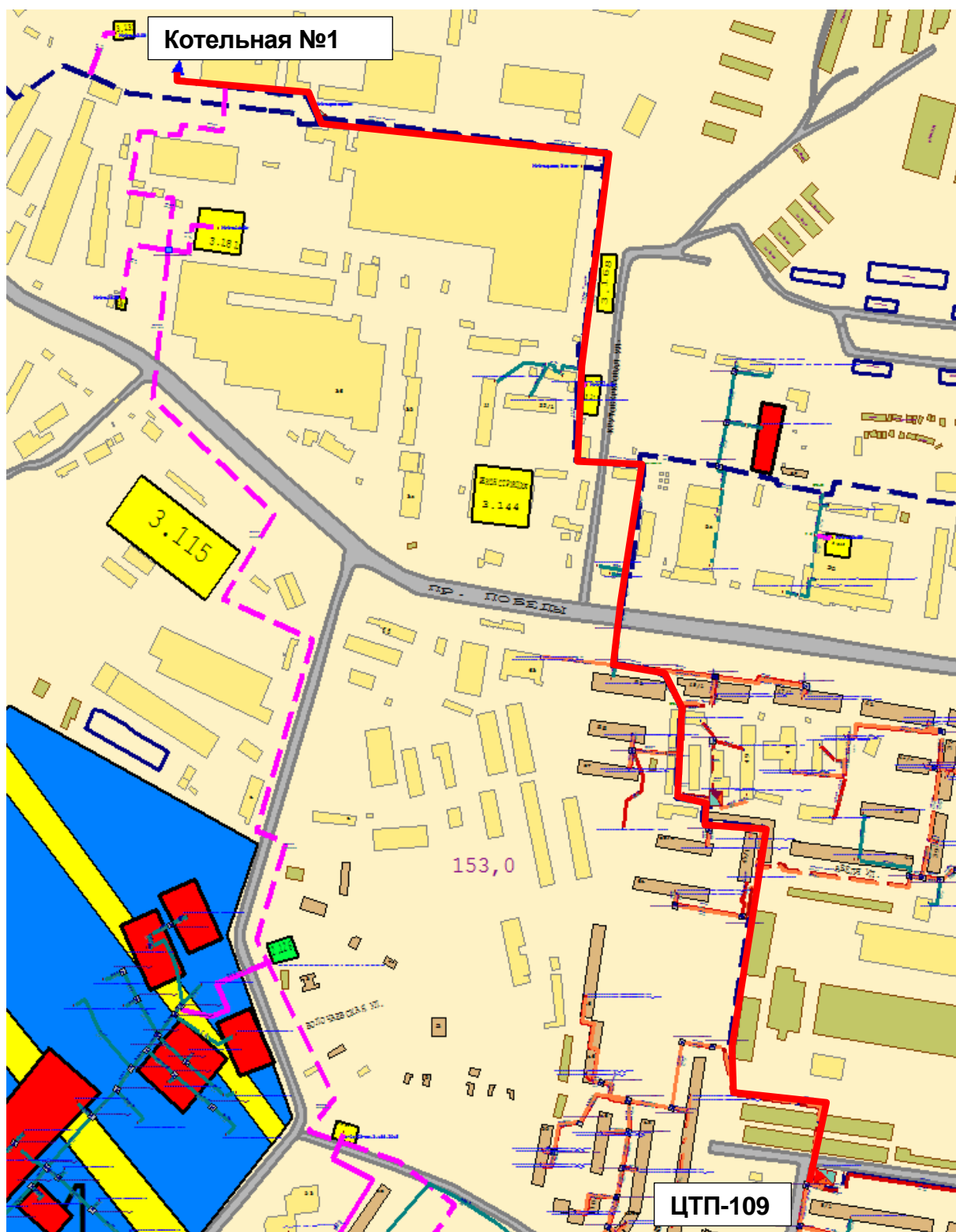


Рисунок 3.53 – Путь от котельной №1 до ЦТП-109

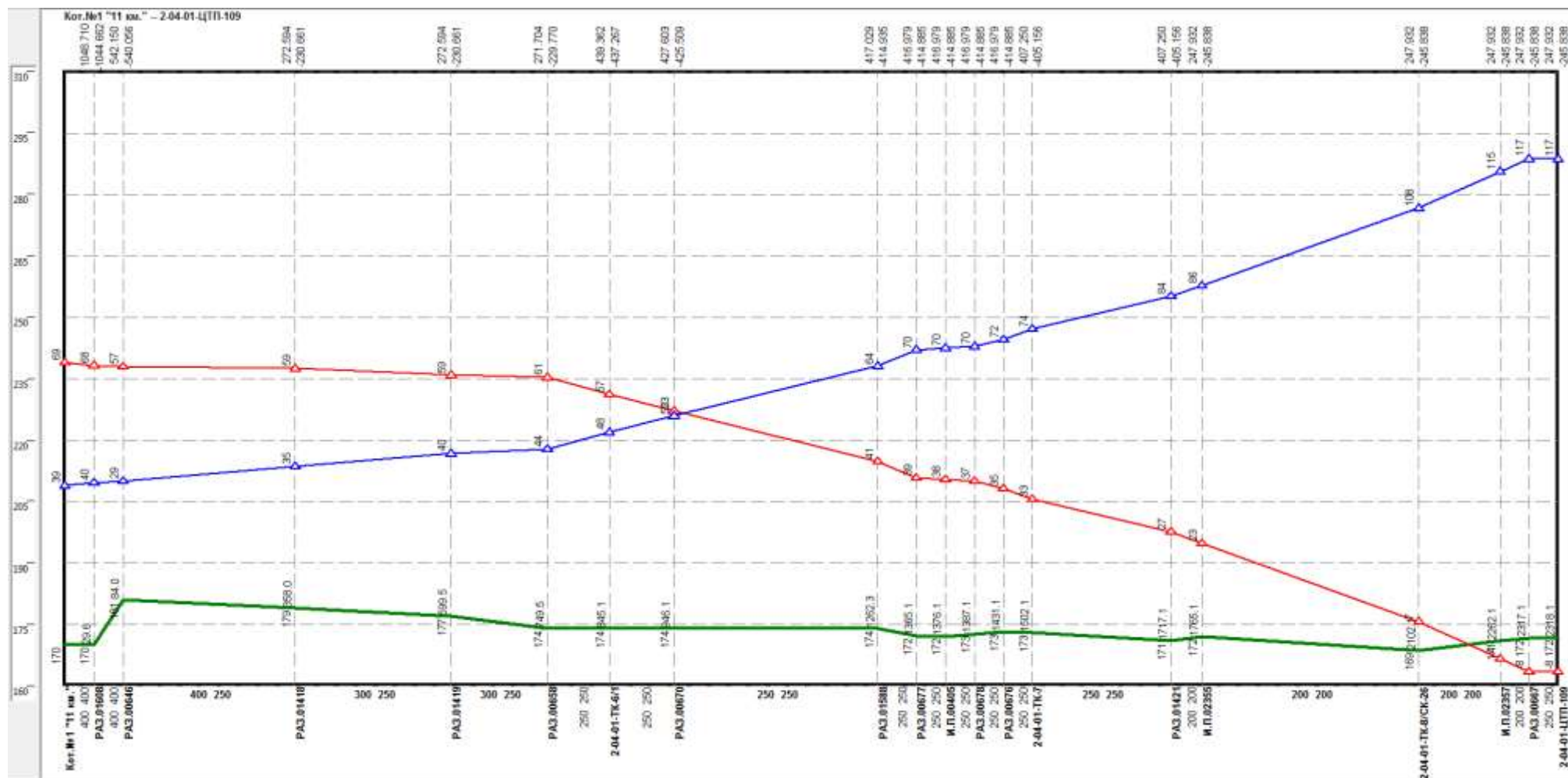


Рисунок 3.54 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без перепадов, сценарий 2

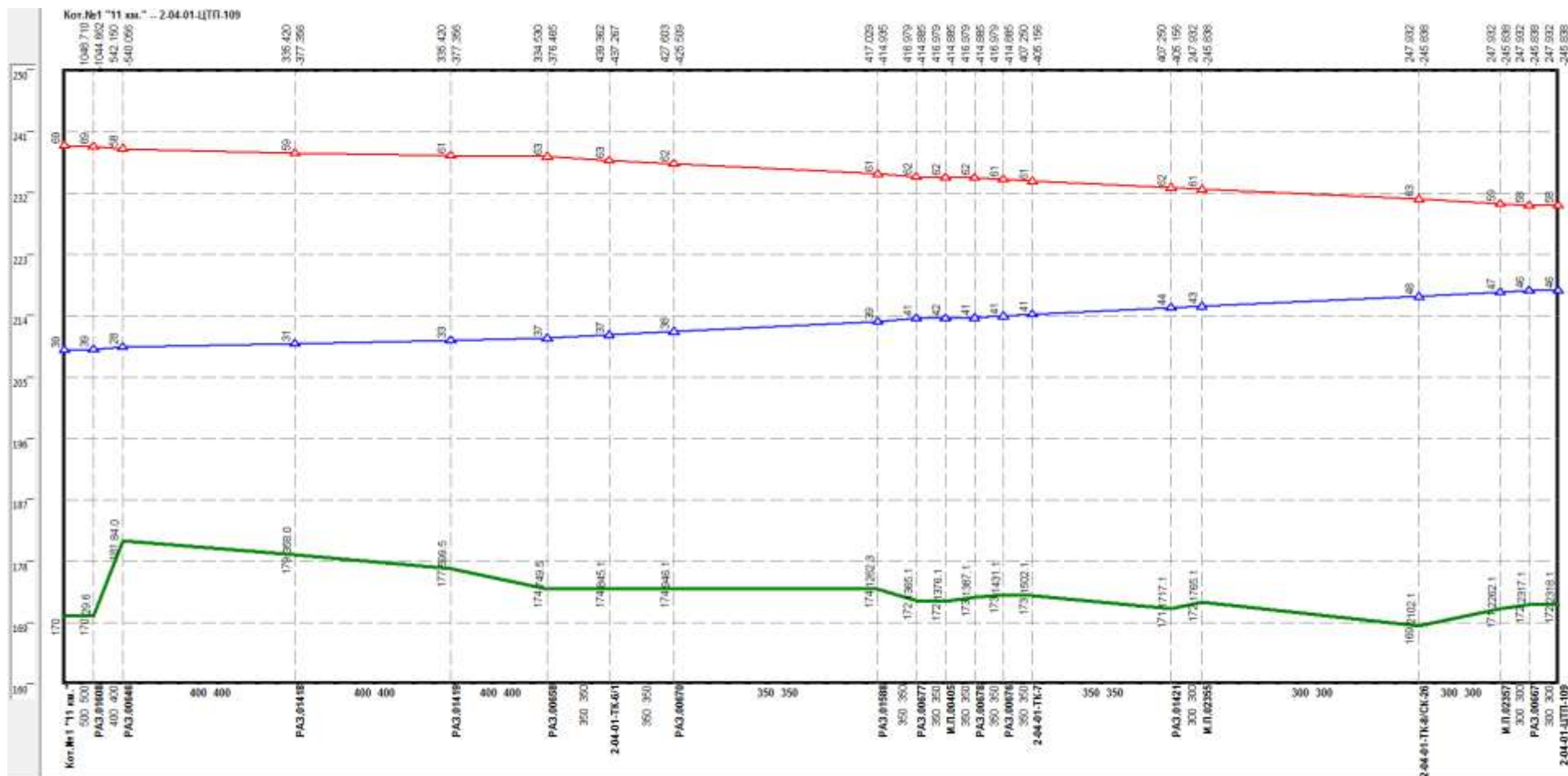


Рисунок 3.55 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с перекадками, сценарий 2



При переключении тепловой нагрузки котельной №3 на котельную №1 из за большого перепада высот (по пути котельная №1 – ЦТП-115А, см. рисунок 3.56) давление в подающем трубопроводе в районе тепловой камеры 4-04-ТК-т.Б превышает 200 м.вод.ст. (около 19 кг/см<sup>2</sup>), см. пьезометрический график представленный на рисунке 3.57.

Для снижения давления в подающей линии предлагается для данной магистрали выделить отдельный коллектор и отдельную насосную группу, в данном случае возможно снизить напор в подающей линии на 30 м.вод.ст.

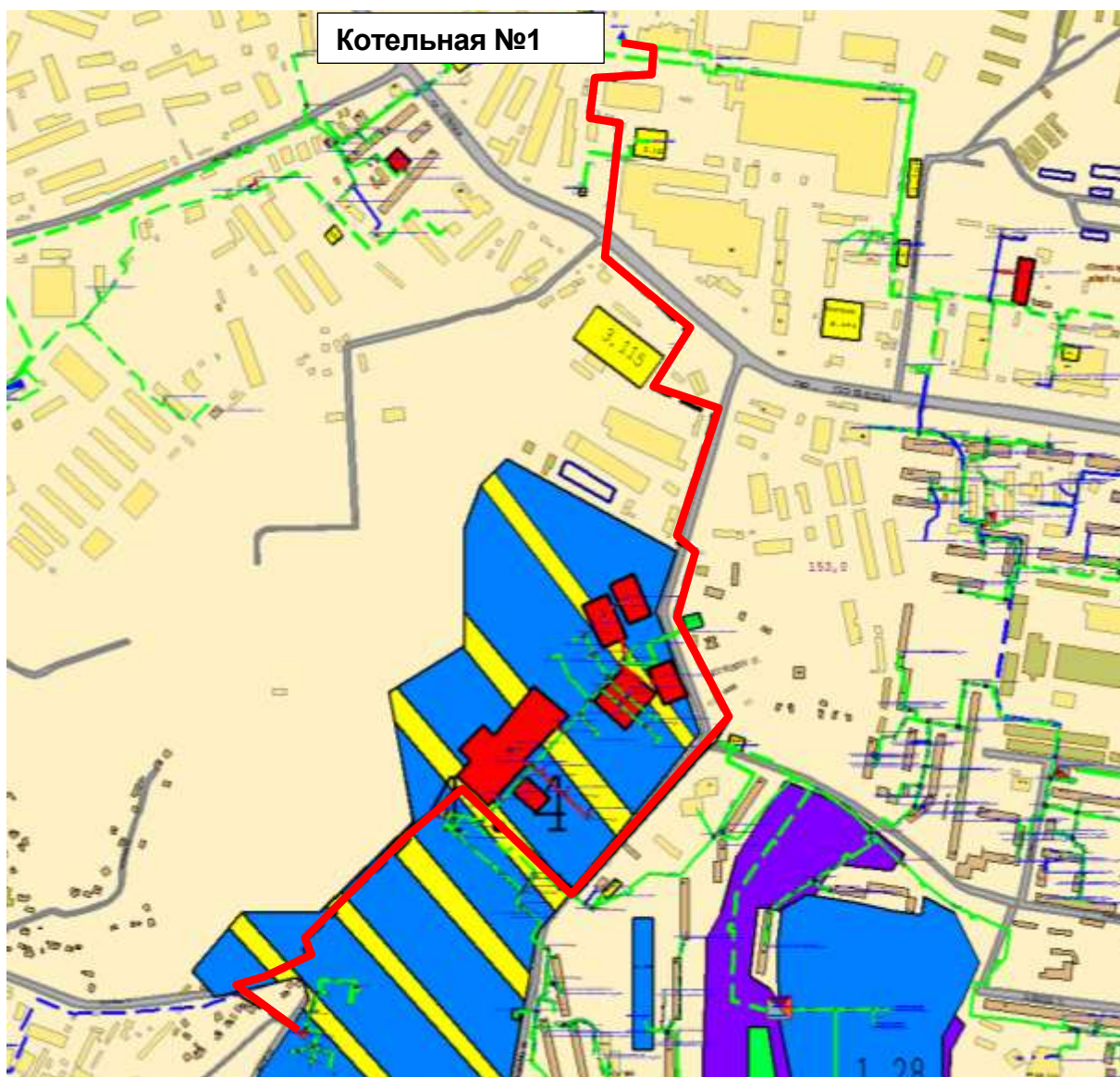


Рисунок 3.56 – Путь от котельной №1 до ЦТП-115А, сценарий 2

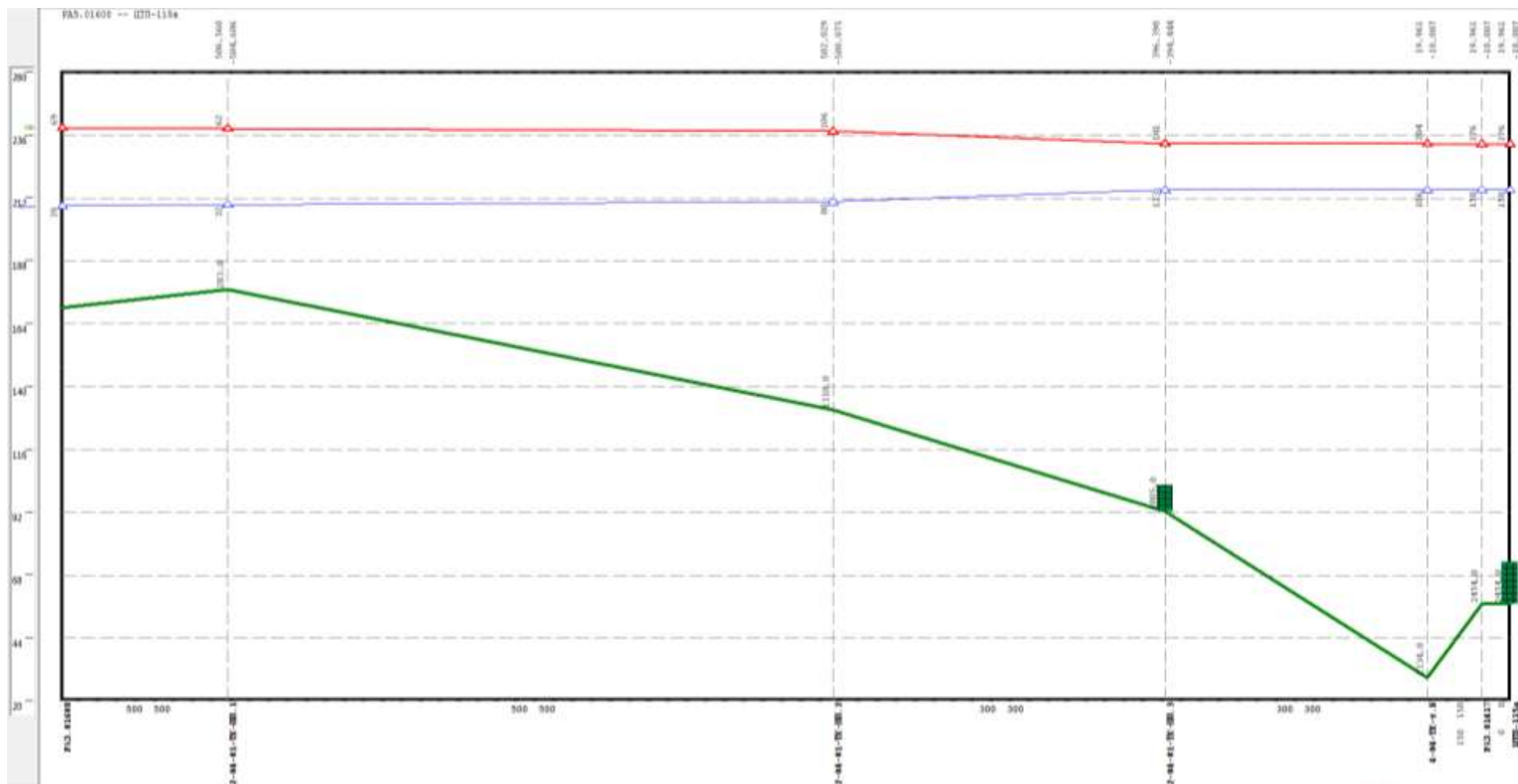


Рисунок 3.57 – Пьезометрический график по пути от котельной №1 до ЦТП-115А, сценарий 2



**Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективную тепловую нагрузку:**

Реконструкция котельной №1 «11км» с увеличением установленной тепловой мощности на 16,32 Гкал/ч (19 МВт). Суммарная установленная мощность котельной составит 54,80 Гкал/ч, что обеспечит расчетную подачу тепла потребителям и минимальную подачу тепла потребителям (84% от тепловой нагрузки отопления, в соответствии со СНиП 41-02-2003) при выходе из строя наиболее мощного агрегата.

Оценочная стоимость реконструкции котельной №1 составляет 463,92 млн. руб.

**Строительство новых ЦТП:**

Предложения по строительству новых ЦТП в сценарии 2 развития СЦТ котельной №1 аналогичны предложениям в сценарии 1.

**Реконструкция котельной №2 в ЦТП:**

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельной №2 от котельной №1 предлагается реконструировать котельную №2 в ЦТП-КГТУ с тепловой мощностью 3 Гкал/ч.

Оценочная стоимость реконструкции двух котельной №2 составляет 75,85 млн. руб.

**Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей:**

По результатам анализа предлагается осуществлять реконструкцию (замену или капитальный ремонт оборудования исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет) котлоагрегатов представлены в таблице 3.31.

Таблица 3.31 – Мероприятия по техническому перевооружению котельных в сценарии 1

Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Год реконструкции, замены
<b>Котельная №53 «108 квартал»</b>			
ДКВР-4/13	2004	2,96	2028
<b>Котельная №43 «Чубарова»</b>			
ДКВР-10/13	1976	7,41	2024
ДКВР-10/13	2005	7,41	2029

Оценочная стоимость технического перевооружения котельных составляет 55,86 млн. руб.

Суммарные капиталовложения по второму сценарию развития СЦТ котельной №1 составляют 1 156,23 млн. руб.

### 3.3.3. Развитие СЦТ от котельной №1 при условии переключения на неё тепловой нагрузки котельных по сценарию 3

По данному сценарию развития СЦТ котельных ПАО «Камчатскэнерго» №1 «11км», № 2 «КГТУ», №3 «Моховая», №37 «Психдиспансер», №43 «Чубарова» и №52 «108 квартал» изменяются за счет:

- Подключения зон перспективной планируемой застройки;
- Переключения потребители от котельных №2, №37, №43, №52 и №3 на котельную №1 с реконструкцией котельных №2, №37 в ЦТП;
- Строительства новых ЦТП в зоне действия котельной №1, для переключения на них нагрузки котельных №№ 43 и 52;
- Вывода из эксплуатации котельных №№ 3, 43 и 52.

Зона действия СЦТ котельной №2 в данном сценарии переключается на котельную №1 аналогично второму сценарию.

Зона действия СЦТ котельной №3 в данном сценарии переключается на котельную №1 аналогично второму сценарию. Для снижения рисков прорывов трубопроводов из за повышенного давления (давление в подающем трубопроводе в тепловой камере 4-04-ТК-т.Б превышает 20 ата.) предлагается строительство ПНС рядом с ЦТП «Моховая» на которой будет производится дросселированные давления в подающей линии с последующим повышением давления в обратной линии теплосети. Часть потребителей после ПНС на рисунке 3.58 выделена

красным цветом.

На рисунке 3.59 представлена зона действия котельной №1 (выделена фиолетовым цветом) и зоны действия котельных тепловая нагрузка которых переключается на котельную №1(выделены зеленым цветом).



Рисунок 3.58 – Часть потребителей котельной №3 после ПНС

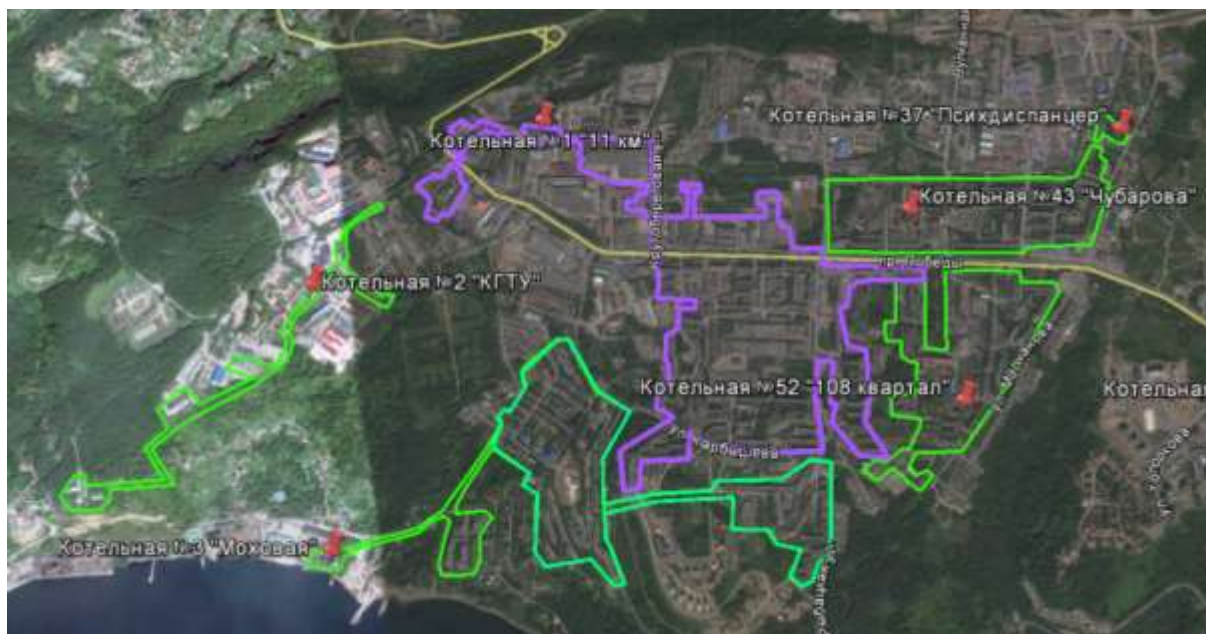


Рисунок 3.59 – Расширение зоны действия котельной №1 по сценарию 3

Предложение строительства ПНС обусловлено значительным перепадом высот (см. пьезометрический график на рисунке 3.52).

В таблице 3.32. представлены прогнозируемые тепловые нагрузки котельной

№1 с переключенными на неё нагрузками котельных №№2, 37, 43, 52 и №3 на конец 2029 года.

Таблица 3.32 – Прогнозируемые тепловые нагрузки по третьему сценарию развития зоны СЦТ котельной №1 на конец 2029 года

Котельные	Фактическая нагрузка, Гкал/ч		
	абонентов	потери в сетях	на коллекторах
Котельная №1 11 км	67,73	9,57	77,30
<b>ИТОГО:</b>	<b>67,73</b>	<b>9,57</b>	<b>77,30</b>

Суммарная прогнозируемая тепловая нагрузка на коллекторах теплоисточников в 2030 году составит 77 Гкал/ч.

Располагаемой тепловой мощности котельных №1 недостаточна для обеспечения перспективной тепловой нагрузки до 2030 года, т.к.:

- прогнозируемая тепловая нагрузка на коллекторах котельной №1 к 2030 году составит 77,30 Гкал/ч, располагаемая мощность газовой котельной составляет 38,48 Гкал/ч.

Для реализации данного сценария необходимы следующие мероприятия:

- Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки;
- Новое строительство тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных №№2, 37, 43, 52 и №3 на тепловые сети котельной №1;
- Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов;
- Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективную тепловую нагрузку;
- Установка на котельной №37 «Психдиспансер» электрических водогрейных котлов суммарной мощностью 1,2 МВт, для обеспечения теплом потребителей 1-й категории;
- Строительство ПНС;
- Строительство новых ЦТП (аналогично сценарию 1);
- Реконструкция котельных №№2, 37, 43, 52 в ЦТП;

**Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки:**

Перечень участков тепловых сетей предлагаемых для нового строительства с целью подключения перспективной тепловой нагрузки аналогичен первому сценарию развития СЦТ котельной №1

**Новое строительство тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных №№2, 37, 43, 52 и №3 на тепловые сети котельной №1:**

Мероприятия по переключению потребителей котельной №2 «КГТУ» по сценарию 3 аналогичны предложениям по сценарию 2. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 21,07 млн.руб.

Новое строительство тепловых сетей для переключения потребителей котельной №3 «Моховая» по сценарию 3 аналогичны предложениям по второму сценарию. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 55,18 млн.руб.

Для переключения потребителей ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-109 предлагается строительство четырехтрубного участка тепловых сетей (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 4 -04-01-4-ТК-29/1 до бескамерной врезки 00929 (на рисунке 3.60 выделен синим цветом). Длина участка тепловой сети составляет 365 п.м., предлагаемый диаметр труб на отопление (прямой и обратной) – 219 мм, на ГВС диаметр прямой – 108 мм, обратной – 86 мм. Материальная характеристика участка - 211,7 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 32,63 млн.руб.

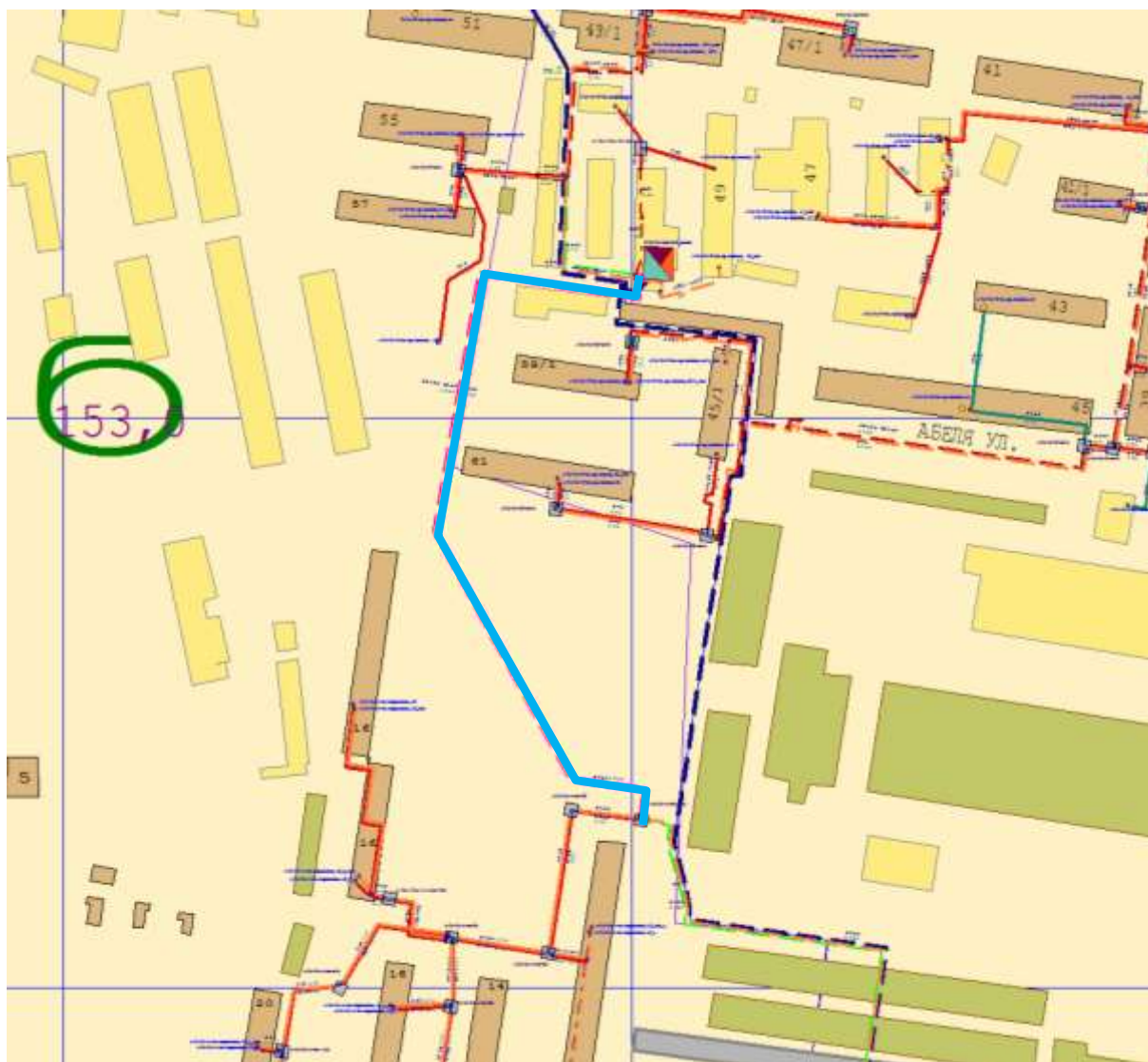


Рисунок 3.60 – Новый участок тепловой сети для переключения тепловой нагрузки ЦТП-№12 «Связь» на ЦТП-109

Для переключения потребителей котельной №52 на котельную №1 предлагается строительство магистрального участка тепловых сетей (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 2-04-01-ТК-т.М до нового ЦТП-Кот.№ 52 «108 квартал» (на рисунке 3.61 выделен синим цветом). Длина участка тепловой сети составляет 880 п.м., предлагаемый диаметр труб (прямой и обратной) – 325 мм. Материальная характеристика участка - 528 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 85,63 млн.руб.



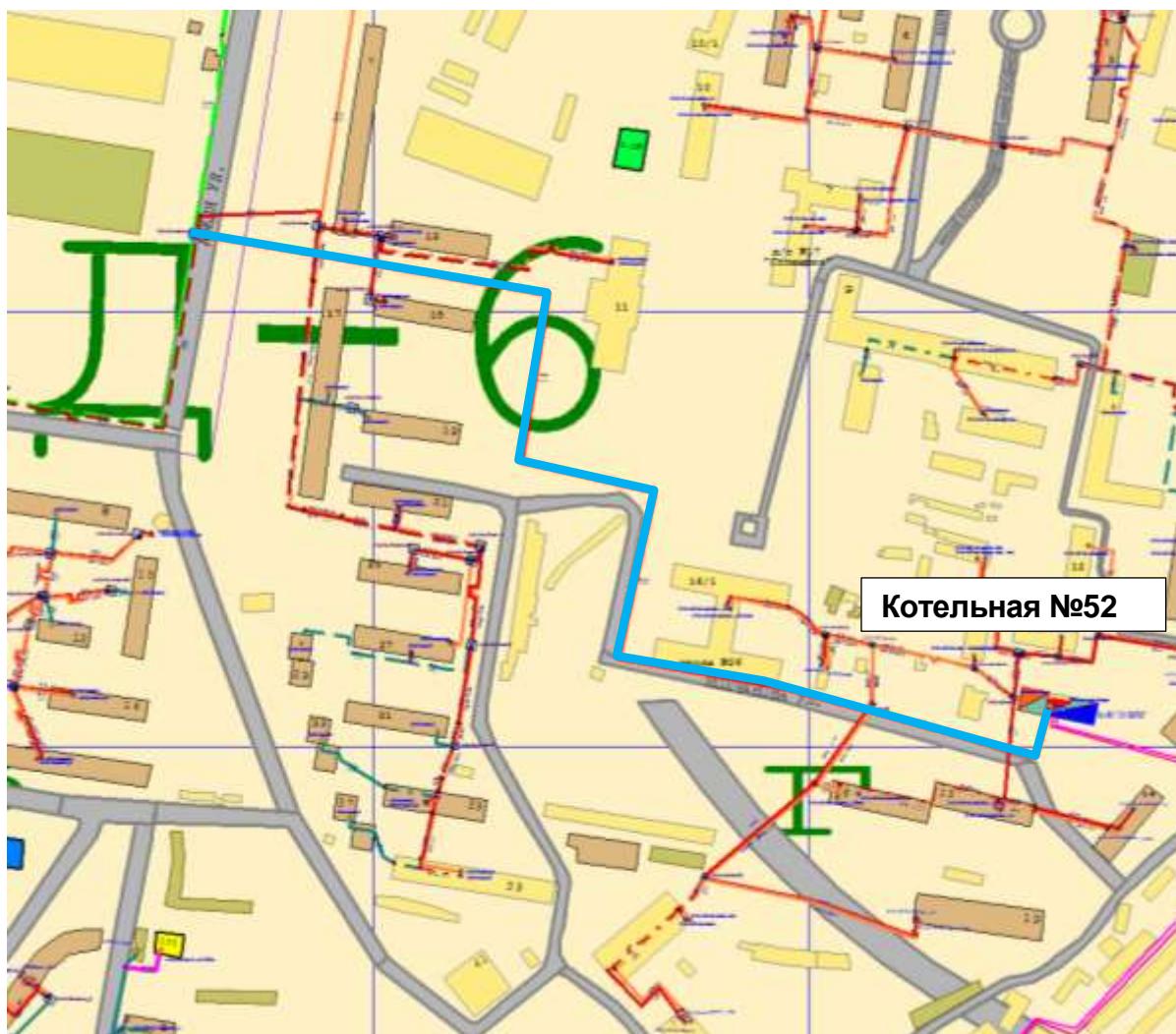


Рисунок 3.61 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №52 на котельную №1, сценарий 3

Для переключения потребителей котельной №43 на котельную №1 предлагается строительство магистрального участка тепловых сетей (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 2-04-01-ТК-т.С до тепловой камеры 2-04-01-ТК-т.К и от тепловой камеры 2-04-01-ТК-т.К до нового ЦТП-Кот.№43 «Чубарова» (на рисунке 3.62 выделен синим цветом). Длина участка тепловой сети составляет 452 п.м., предлагаемый диаметр труб (прямой и обратной) – 377 мм. Материальная характеристика участка - 341 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 48,89 млн.руб.

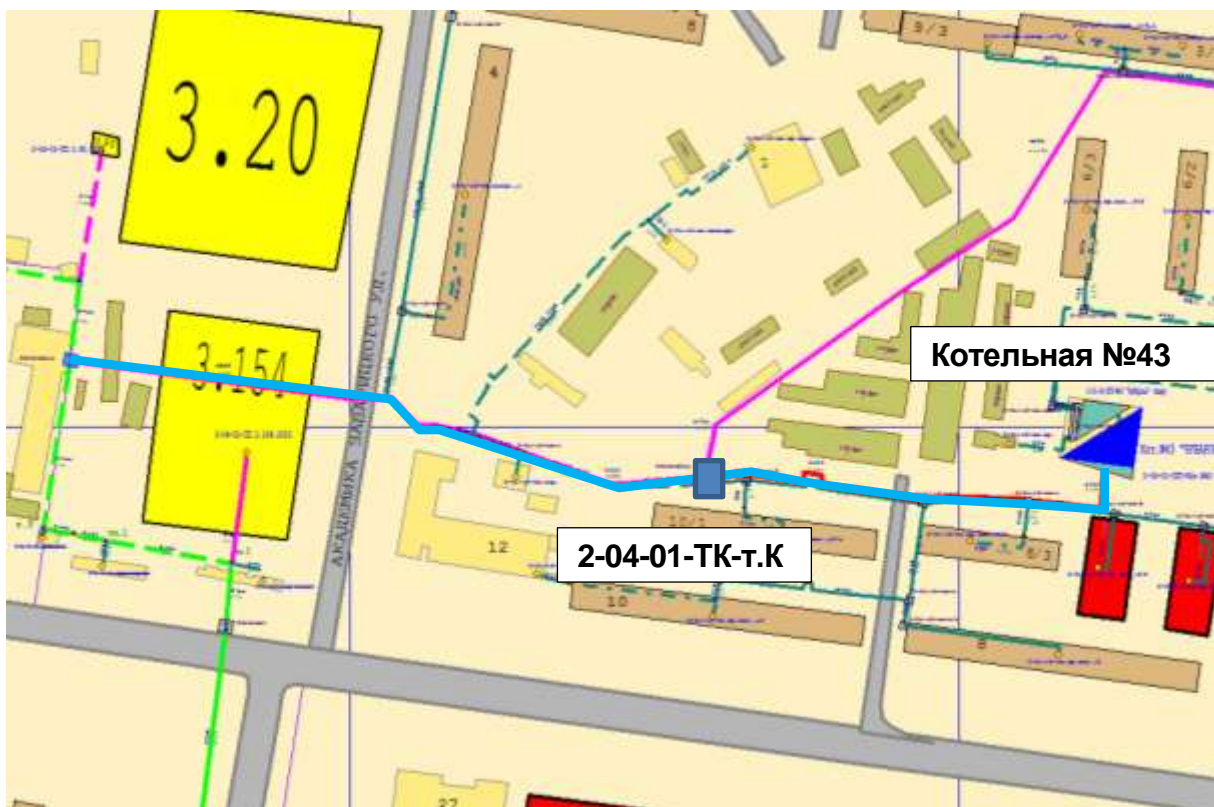


Рисунок 3.62 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №43 на котельную №1, сценарий 3

Для переключения потребителей котельной №37 на котельную №1 предлагается строительство магистрального участка тепловых сетей (с подземной без канальной прокладкой трубопроводов в ППУ изоляции) от тепловой камеры 2-04-01-ТК-т.К до реконструированного в ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» (на рисунке 3.63 выделен синим цветом). Длина участка тепловой сети составляет 1 185 п.м., предлагаемый диаметр труб (прямой и обратной) – 133 мм. Материальная характеристика участка - 49,21 м<sup>2</sup>. Капиталовложения в строительство нового участка тепловой сети составят 10,59 млн.руб.



Рисунок 3.63 – Новый участок тепловой сети для переключения нагрузки котельной №37 на котельную №1, сценарий 3

Суммарная оценочная стоимость прокладки выше перечисленных участков тепловых сетей составляет 254,00 млн. руб.

**Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов:**

Необходимые перекладки участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов представлены в таблице .

При подключении перспективной тепловой нагрузки возникают проблемы в системе транспорта тепла котельной №1 «11 км» по следующим направлениям:

- От котельной № 1 до ЦТП-КГТУ и от котельной №1 до ЦТП-110 аналогично сценарию 2;
- От котельной № 1 до ЦТП-109;
- От котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психодиспансер»;

Суммарная длина предлагаемых (в данном сценарии) к реконструкции тепловых сетей составляет 2 765 п.м. в двухтрубном исчислении при среднем Ду трубопроводов тепловых сетей 210 мм и с материальной характеристикой 1 166,2 м<sup>2</sup>, средний Ду трубопроводов тепловых сетей после перекладки составит 305 мм, материальная характеристика – 1 688 м<sup>2</sup>.

Оценочная стоимость перекладок представленных в таблице 3.33 участков тепловых сетей составляет 214,78 млн. руб.

Таблица 3.33 – Перекладка с увеличением диаметров трубопроводов участков тепловых сетей в третьем сценарии развития СЦТ котельной №1

№ уч.	Начало участка	Конец участка	Длина, п.м.	Существующие Ду трубопроводов, мм.		Рекомендуемые Ду трубопроводов, мм.		Тип прокладки	Год перекладки
				подающий	обратный	подающий	обратный		
1	Кот.№1 "11 км."	РАЗ.00646	84	400	400	500	500	Надземная	2017
2	РАЗ.00646	РАЗ.01418	274	400		500		Надземная	2017
3	РАЗ.01418	РАЗ.01419	241,5	300	250	500	500	Надземная	2017
4	РАЗ.01419	РАЗ.00658	150	300	250	500	500	Надземная	2017
5	РАЗ.00658	2-04-01-ТК-6/1	95,63	250	250	500	500	Надземная	2017
6	2-04-01-ТК-6/1	РАЗ.00670	101	250	250	500	500	Надземная	2017
7	РАЗ.00670	РАЗ.01588	316,16	250	250	500	500	Надземная	2017
8	РАЗ.01588	2-04-01-ТК-т.С	31,76	250	250	500	500	Надземная	2017
9	2-04-01-ТК-т.С	РАЗ.00677	71,08	250	250	400	400	Надземная	2017
10	РАЗ.00677	И.П.00405	11	250	250	400	400	Подземная	2017
11	И.П.00405	РАЗ.00678	11	250	250	400	400	Надземная	2017
12	РАЗ.00678	РАЗ.00676	44	250	250	400	400	Надземная	2017
13	РАЗ.00676	2-04-01-ТК-7	71	250	250	400	400	Подземная	2017
14	2-04-01-ТК-7	РАЗ.01421	215	250	250	400	400	Подземная	2017
15	РАЗ.01421	И.П.02355	48	200	200	400	400	Подземная	2017
16	И.П.02355	2-04-01-ТК-т.М	116,49	200	200	400	400	Надземная	2017
17	2-04-01-ТК-т.М	2-04-01-ТК-8/СК-26	220,51	200	200	300	300	Надземная	2017
18	2-04-01-ТК-8/СК-26	И.П.02357	160	200	200	300	300	Подземная	2017
19	И.П.02357	РАЗ.00667	55	200	200	300	300	Надземная	2017
20	РАЗ.00667	2-04-01-ЦТП-109	1	250	250	300	300	Надземная	2017
21	4-04-01-4-ЦТП-109	РАЗ.01028	1	250	250	300	300	Подземная	2017
22	РАЗ.01028	4-04-01-4-ТК-29/1	280	200	200	300	300	Надземная	2017
23	РАЗ.00929	РАЗ.01426	71	150	150	200	200	Надземная	2017

Путь от котельной № 1 до ЦТП-109 представлен на рисунке 3.53, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.64, с реконструкцией – на рисунке 3.65.



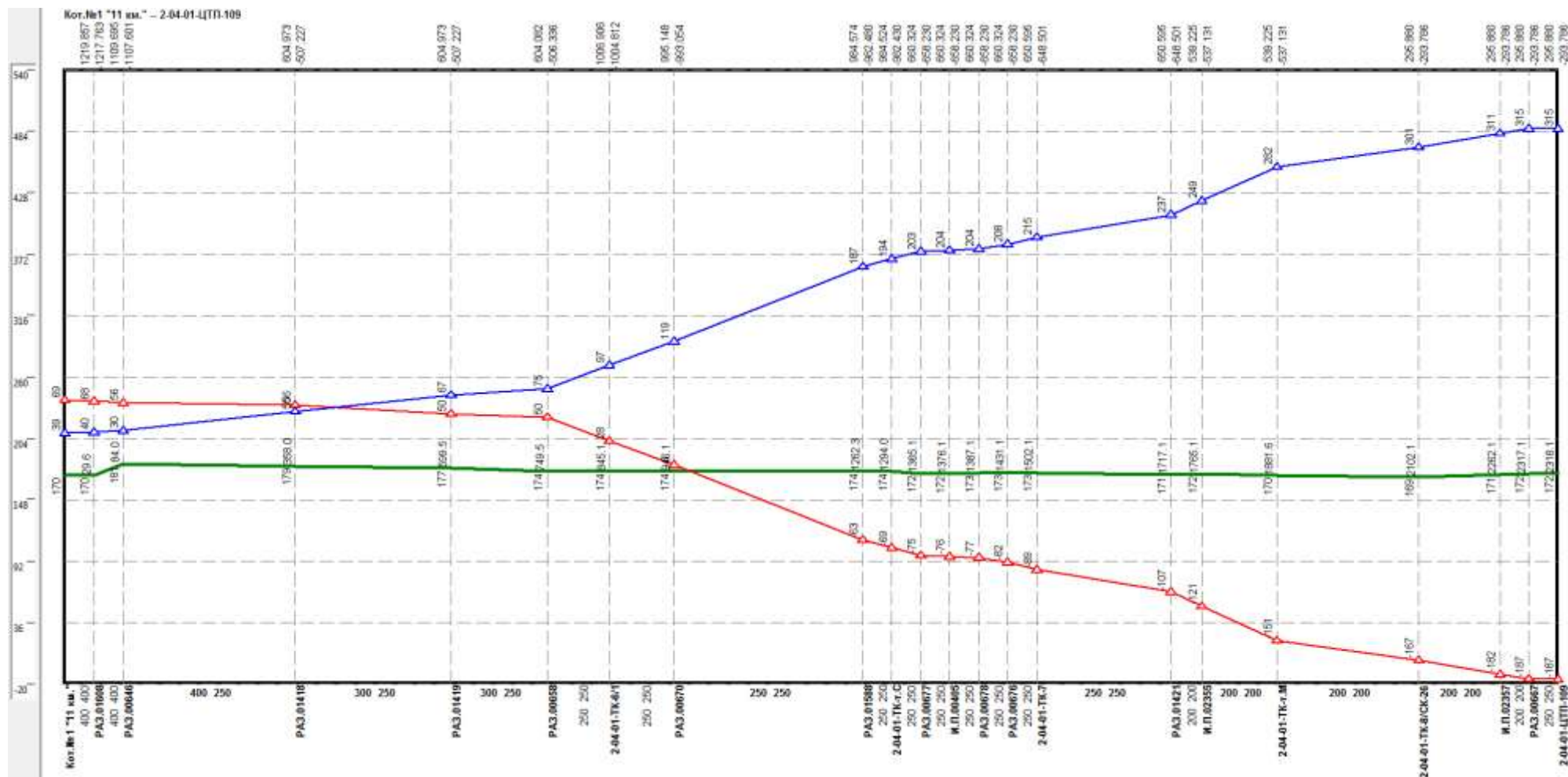


Рисунок 3.64 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 без переключений сценариев 3



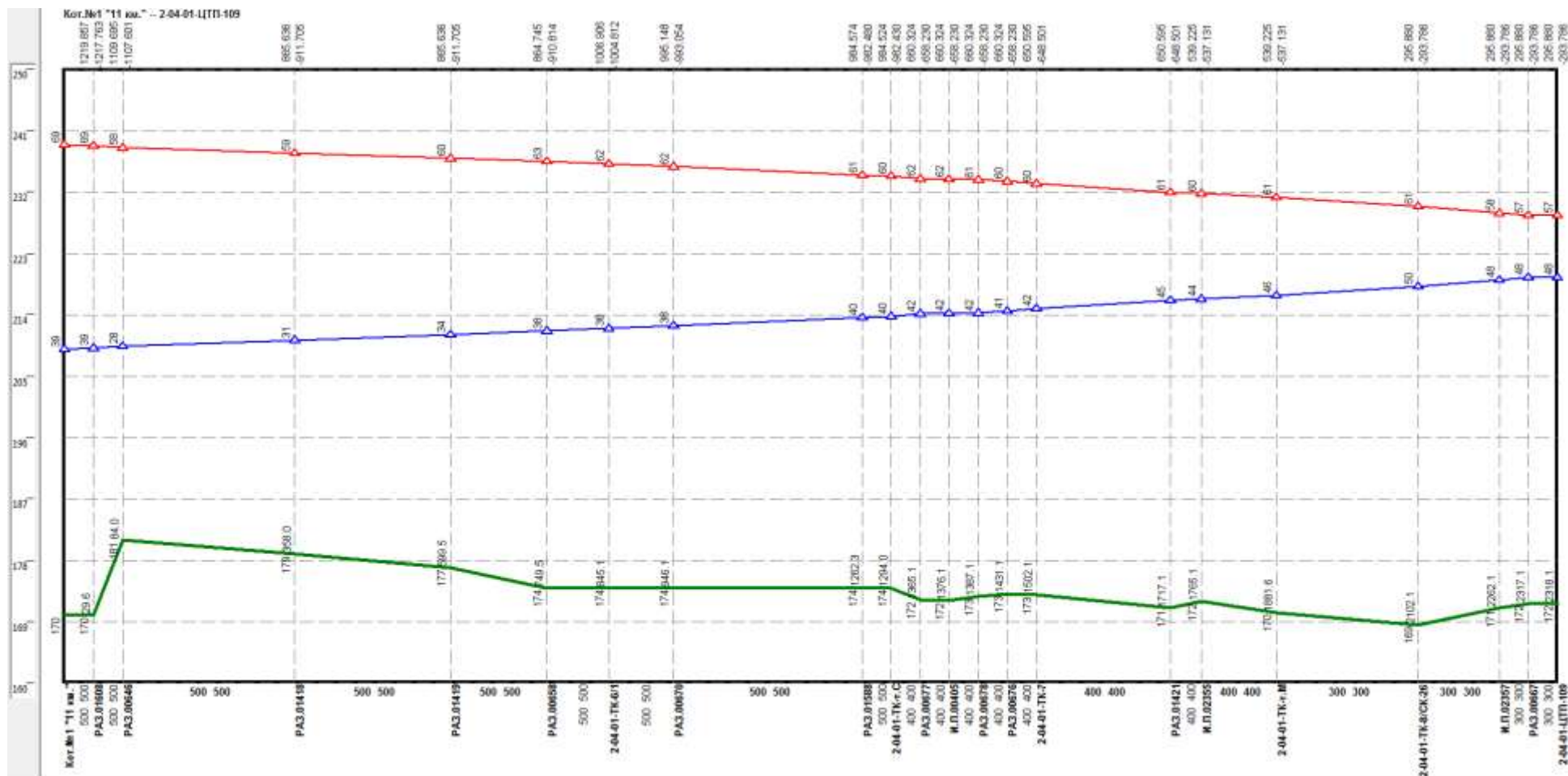


Рисунок 3.65 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-109 с перекадками, сценарий 3

Путь от котельной № 1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» представлен на рисунке 3.66, пьезометрический график по данному пути без реконструкции трубопроводов участков тепловых сетей представлен на рисунке 3.67, с реконструкцией – на рисунке 3.68.



Рисунок 3.66 – Путь от котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер», сценарий 3

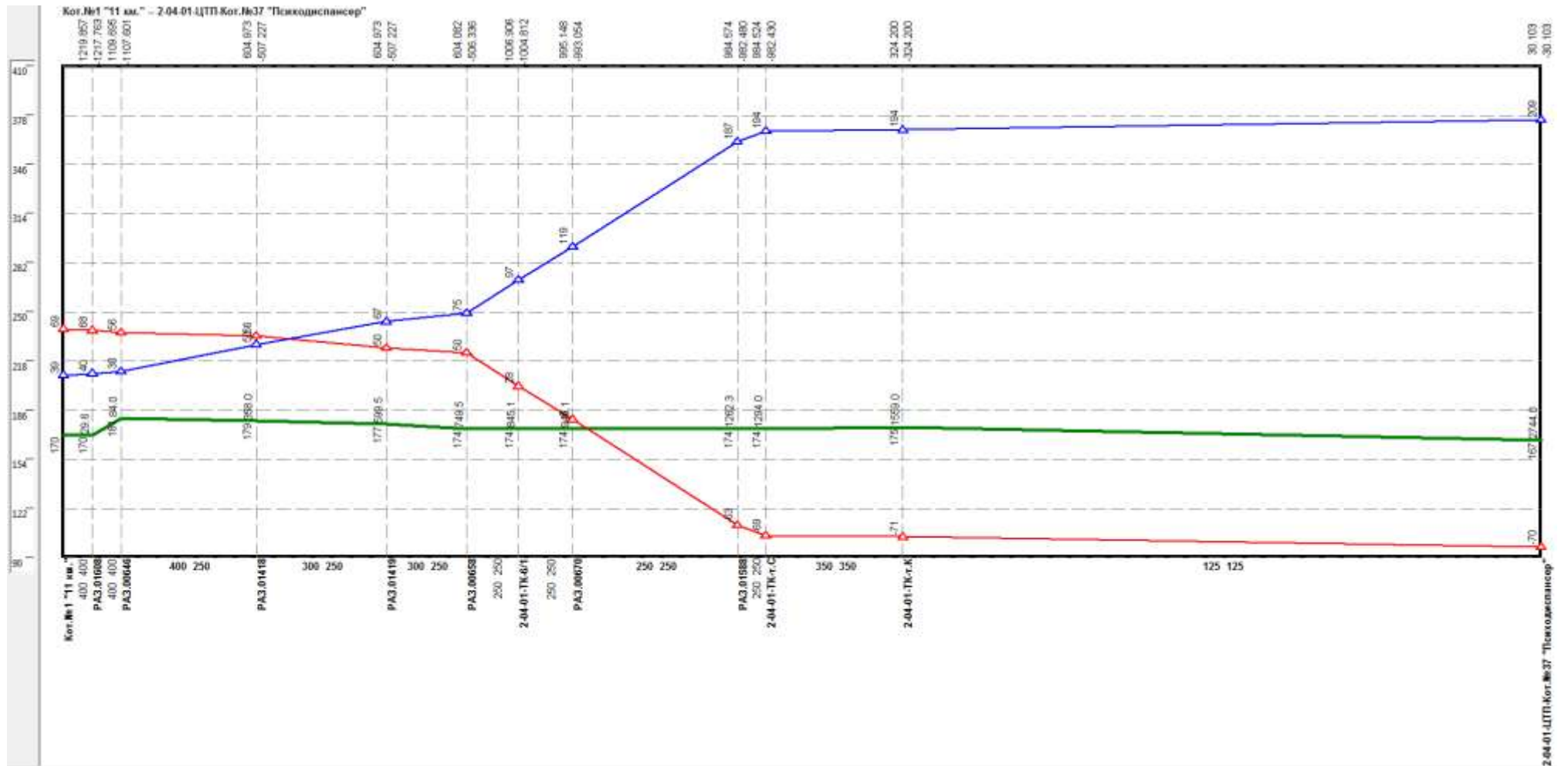


Рисунок 3.67 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» без переключений сценарий 3

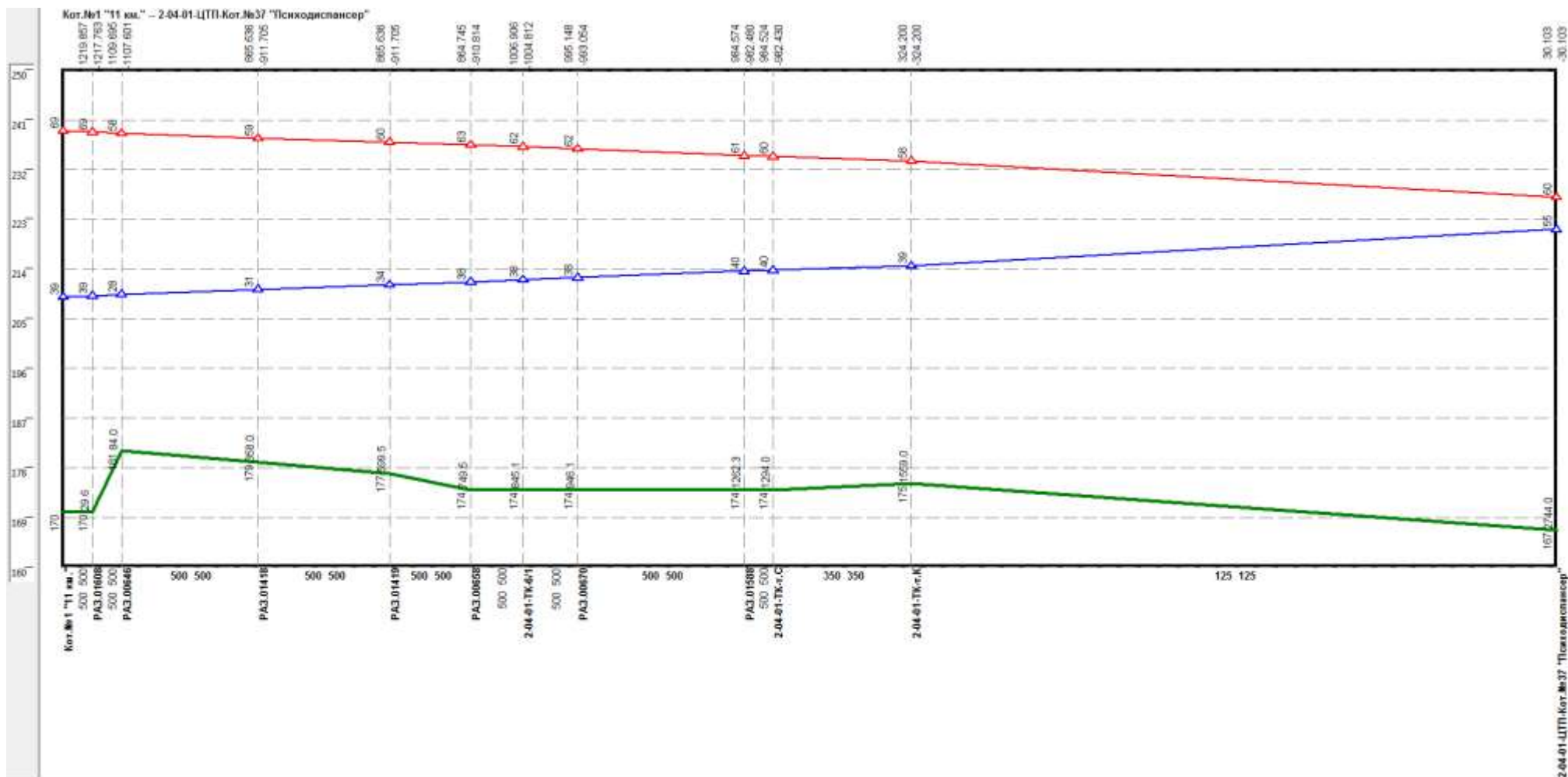


Рисунок 3.68 – Пьезометр по пути следования теплоносителя от котельной №1 до ЦТП-Кот. №37 «Психдиспансер» с перекладками, сценарий 3

**Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективную тепловую нагрузку:**

Реконструкция котельной №1 «11км» с увеличением установленной тепловой мощности на 47 Гкал/ч (около 55 МВт). Суммарная установленная мощность котельной составит 85,5 Гкал/ч, что обеспечит расчетную подачу тепла потребителям и минимальную подачу тепла потребителям (84% от тепловой нагрузки отопления, в соответствии со СНиП 41-02-2003) при выходе из строя наиболее мощного агрегата.

Оценочная стоимость реконструкции котельной составляет 1 343,30 млн. руб.

**Установка на котельной №37 «Психдиспансер» электрических водогрейных котлов суммарной мощностью 1,2 МВт, для обеспечения теплом потребителей 1-й категории:**

ГБУЗ ККПНД - специализированное лечебно-профилактическое учреждение, осуществляющее психиатрическую, психотерапевтическую и другую специализированную медицинскую помощь населению Камчатского края является потребителем тепла первой категории, как лечебное заведение, в связи с чем он должен обеспечиваться тепловой энергией при авариях на тепловых сетях или источниках тепла на 100%. Для обеспечения теплом ГБУЗ ККПНД предлагается установить на котельной №37 водогрейные электрические котлы суммарной мощностью 1,2 МВт.

Капиталовложения в ценах 2015 года без НДС составят порядка 18 млн.руб.

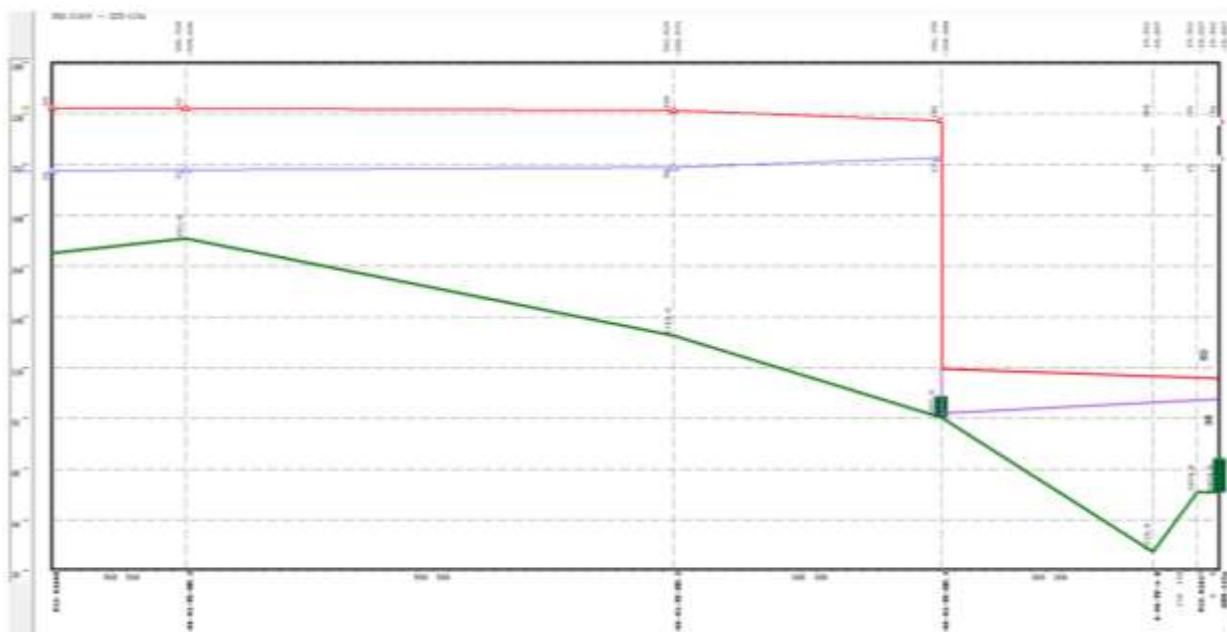
**Строительство ПНС:**

Для снижения рисков прорывов трубопроводов из за повышенного давления (абсолютное давление в подающем трубопроводе в тепловой камере 4-04-ТК-т.Б превышает 20 ата.) предлагается строительство ПНС рядом с ЦТП «Моховая» на которой будет производится дросселированные давления в подающей линии с последующим повышением давления в обратной линии теплосети.

Дросселированные давления в прямой линии тепловой сети позволит уменьшить абсолютное давление в тепловой камере 4-04-ТК-т.Б почти на 13 ата,



см рисунок ниже.



Строительство ПНС рядом с тепловой камерой 2-04-03-ЦТП «Моховая» с повышающими насосами на обратной линии теплосети производительностью 30 м<sup>3</sup>/ч и с напором 150 м.вод.ст. (один рабочий и один резервный) и дросселированные давления на прямой линии теплосети. Капиталовложения составят 12 млн.руб.

При проектировании ПНС предлагается рассмотреть вариант снижения давления теплоносителя в подающей линии теплосети, за счет его срабатывания в гидротурбине с выработкой электроэнергии для привода повышающих насосов на обратной линии теплосети. В данном случае капиталовложения в ПНС значительно возрастут, но снизятся

### **Строительство новых ЦТП:**

Для обеспечения перспективной планируемой тепловой нагрузки (в зонах 1.28, 2.100 и 2.102 на рисунке 3.48) 15,4 Гкал/ч (около 18 МВт) предлагается строительство нового ЦТП мощностью 30 Гкал/ч (с учетом тепловых потерь в сетях и стояках зданий и максимальной нагрузки ГВС).

Оценочная стоимость строительства нового ЦТП составляет 113,78 млн. руб. Для переключения нагрузки котельных №№ 43 и 52 на котельную №1 предлагается строительство двух новых ЦТП с суммарной установленной тепловой мощностью 28,6 Гкал/ч



Оценочная стоимость строительства двух новых ЦТП составляет 108,33 млн. руб.

#### **Реконструкция котельной №2 в ЦТП:**

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельный №2 от котельной №1 предлагается реконструировать котельную №2 в ЦТП-КГТУ с тепловой мощностью 3 Гкал/ч.

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельный №52 от котельной №1 предлагается реконструировать котельную №52 в ЦТП-Кот.№52 «108 квартал» с тепловой мощностью 15 Гкал/ч.

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельный №43 от котельной №1 предлагается реконструировать котельную №43 в ЦТП-Кот.№43 «Чубарова» с тепловой мощностью 15 Гкал/ч.

Для обеспечения тепловой нагрузки потребителей котельный №37 от котельной №1 предлагается реконструировать котельную №2 в ЦТП-Кот.№37 «Психдиспансер» с тепловой мощностью 2 Гкал/ч.

Оценочная стоимость реконструкции четырех котельных в ЦТП составляет 22,55 млн. руб.

Суммарные капиталовложения по второму сценарию развития СЦТ котельной №1 составляют 2 363,00 млн. руб.

#### **3.3.4. Выводы по итогам реализации вариантов развития в части СЦТ от котельной №1**

Сводные данные капиталовложений по различным сценариям развития СЦТ котельной №1 представлены в таблице 3.34.

Таблица 3.34 - Сводные данные капитальных затрат по сценариям развития СЦТ котельной №1

Мероприятия	Капиталовложения по сценариям, млн. руб.		
	1	2	3
Новое строительство тепловых сетей для подключения перспективной тепловой нагрузки	224,55	224,55	224,55
Новое строительство тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных на тепловые сети котельной №1		80,45	254,00
Перекладка участков существующих тепловых сетей с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения нормативных гидравлических режимов	155,97	186,67	214,78
Реконструкция источников тепловой энергии с увеличением тепловой установленной мощности для обеспечения тепловой мощностью перспективную тепловую нагрузку		463,82	1343,30
Строительство новых ЦТП	113,78	113,78	222,11
Установка на котельной №37 электродкотлов 12 МВт			18,00
Реконструкция котельных в ЦТП		11,41	22,55
Строительство новых ПНС			12,00
Техническое перевооружение источников тепловой энергии исходя из сроков службы котельного оборудования в соответствии с СО 153-34.17.469-2003, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	73,38	55,88	
<b>ИТОГО:</b>	<b>567,68</b>	<b>1 136,65</b>	<b>2 311,30</b>

Как видно из таблицы 3.34, наибольшие затраты приходятся на третий сценарий и составляют 2,31 млрд.руб.

В таблицах 3.35 и 3.36 представлены расчет прибыли от реализации продукции с тепловыми нагрузками 2029 года и реализации рассматриваемых сценариев развития СЦТ котельной 1.

Таблица 3.35 – Доходность от реализации продукции по сценариям развития СЦТ котельной №1

Котельная	Полезный отпуск тепла, Гкал/год			Расход топлива, т.у.т			Расход топлива, тыс.м <sup>3</sup> /т.нат.т.			Доход от реализации, млн. руб. <sup>5</sup>		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Котельная №1 11 квартал	117,52	180,74	254,53	25 684,77	39 502,72	55 631,19	21 348,07	32 832,94	46 238,22	471,05	724,47	1 020,26
Котельная № 2 КГУ	8,95			2 848,80			2 061,57			35,89		
Котельная №43 Чубарова	40,97	40,97		10 944,36	10 944,36		7 920,04	7 920,04		164,22	164,22	
Котельная №52 108 квартал	33,84	33,84		9 468,51	9 468,51		6 852,02	6 852,02		135,65	135,65	
Котельная №37 Психдиспансер	3,12	3,12		930,03	930,03		673,03	673,03		12,51	12,51	
Котельная №3 Моховая	54,27		4,14	15 150,17		1 156,04	10 963,63		836,59	217,53		16,60
<b>ИТОГО:</b>	<b>258,67</b>	<b>258,67</b>	<b>258,67</b>	<b>65 026,65</b>	<b>60 845,62</b>	<b>56 787,23</b>				<b>1 036,86</b>	<b>1 036,86</b>	<b>1 036,86</b>

Таблица 3.36 – Прибыль от реализации продукции по сценариям развития СЦТ котельной №1

Котельная	Затраты на топливо, млн. руб.			Прочие эксплуатационные затраты, млн. руб.			Прибыль от реализации, млн. руб.		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Котельная №1 11 квартал	143,18 <sup>6</sup>	220,21	310,12	214,77	330,32	465,18	113,10	173,94	244,96
Котельная № 2 КГУ	36,36	0,00	0,00	23,25	0,00	0,00	-23,72	0,00	0,00
Котельная №43 Чубарова	139,68	139,68	0,00	89,30	89,30	0,00	-64,76	-64,76	0,00
Котельная №52 108 квартал	120,84	120,84	0,00	77,26	77,26	0,00	-62,45	-62,45	0,00
Котельная №37 Психдиспансер	11,87	11,87	0,00	7,59	7,59	0,00	-6,95	-6,95	0,00
Котельная №3 Моховая	193,35	0,00	14,75	123,62	0,00	9,43	-99,44	0,00	-7,59
<b>ИТОГО:</b>	<b>645,28</b>	<b>492,60</b>	<b>324,87</b>	<b>412,56</b>	<b>314,94</b>	<b>207,71</b>	<b>-144,21</b>	<b>39,79</b>	<b>237,37</b>

<sup>5</sup> При тарифе на тепло 4 008,36 руб./Гкал

<sup>6</sup> Стоимость газа принята 6 707,00 руб/тыс.м<sup>3</sup>, стоимость мазута – 17 635,89 руб./т.н.т

В таблице 3.37 представлены данные по простым срокам окупаемости капиталовложений по рассмотренным сценариям развития СЦТ котельной №1.

Таблица 3.37 – Простые сроки окупаемости капиталовложения на реализацию сценариев развития СЦТ котельной №1

Сценарии	Коэффициент использования тепла топлива (КИТТ) СЦТ, %	Прибыль от реализации, млн.руб.	Капиталовложения, млн.руб.	Срок окупаемости, лет
Сценарий 1	56,83	-144,21	567,68	--
Сценарий 2	60,73	39,79	1 136,65	28,6
Сценарий 3	65,07	237,37	2 311,30	9,7

Как видно из таблицы 3.37:

- Первый сценарий развития СЦТ котельной №1 убыточный;
- Второй сценарий развития СЦТ котельной №1 окупается более 28 лет;
- Простой срок окупаемости капиталовложений по третьему сценарию составляет около 10-и лет;
- Коэффициент использования тепла топлива (КИТТ) СЦТ котельной №1 самый высокий при реализации третьего сценария.

**Вывод:** Оптимальным сценарием развития СЦТ котельной №1 является третий вариант (предусматривающий максимальное укрупнение зоны действия котельной №1), при максимальных капиталовложениях он имеет минимальный простой срок окупаемости.

Для обеспечения надежности теплоснабжения в зоне действия котельной №1 предлагается строительство переемычки между тепловыми сетями котельной №1 (после реализации оптимального сценария развития СЦТ котельной №1) и тепловыми сетями ТЭЦ-2 (так же после реализации оптимального сценария развития СЦТ ТЭЦ). Длины и диаметры участков теплосетей, предлагаемых к строительству по переемычке, представлены в таблице 3.38.

Таблица 3.38 – Участки тепловых сетей переемычки между тепловыми сетями ТЭЦ-2 и котельной №1

Имя начального узла	Имя конечного узла	Диаметр (мм)	Длина (м)	Тип прокладки
1-02-03-ТК-ПП.3.210	И.П.02710	500	182,20	надземная
И.П.02710	И.П.02709	500	24,70	подземная под дорогой
И.П.02709	И.П.02708	500	142,90	надземная
И.П.02708	И.П.02707	500	28,40	подземная под дорогой
И.П.02707	И.П.02706	500	1400,50	надземная
И.П.02706	И.П.02705	500	43,40	подземная под дорогой
И.П.02705	И.П.02704	500	618,90	надземная

Имя начального узла	Имя конечного узла	Диаметр (мм)	Длина (м)	Тип прокладки
И.П.02704	И.П.02703	500	24,20	подземная под дорогой
И.П.02703	И.П.02702	500	298,20	надземная
И.П.02702	И.П.02701	500	18,00	подземная под дорогой
И.П.02701	И.П.02700	500	1391,90	надземная
И.П.02700	И.П.02699	500	18,80	подземная под дорогой
И.П.02699	2-04-01-ТК Перемычка	500	157,90	надземная

Суммарная длина перемычки составит 4,35 км, материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей – 4 350 м<sup>2</sup>, диаметр трубопроводов Ду-500 мм.

Капиталовложения в строительство перемычки в ценах 2015 года составит 328 млн.руб.

Возможная трассировка перемычки представлена на рисунке 3.69, выделена синим цветом.

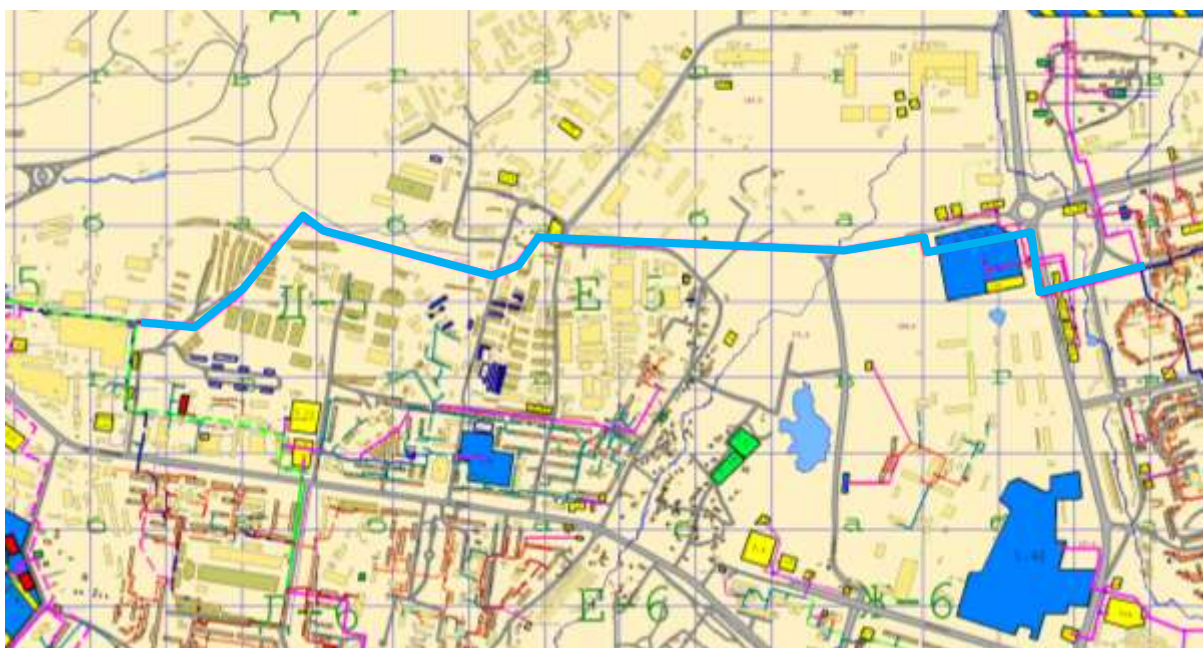


Рисунок 3.69 – Перемычка между тепловыми сетями котельной №1 и ТЭЦ-2

### **3.4. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой нагрузки удаленных от существующих источников теплоснабжения районов перспективной застройки**

#### **3.4.1. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой нагрузки пос. Дальний**

Зона перспективной застройки в районе п. Дальний (зона 4.6, рисунок 3.70) состоит в основном из малоэтажных многоквартирных жилых домов. Застройка данной зоны планируется за период с 2019 по 2024 годы. Суммарная тепловая нагрузка зоны, определенная на основе данных по планируемым объемам ввода строительных фондов с учетом современных требований к теплозащите зданий (Глава 2 Обосновывающих материалов) составит 2,12 Гкал/ч.

Рассмотрим возможность обеспечения централизованное теплоснабжение зоны перспективной застройки в районе п. Дальний по следующим сценариям:

- от мазутной котельной №56 «Совхоз Петропавловский» филиала «Локальные котельные» ПАО «Камчатскэнерго»;
- от новой современной автоматизированной угольной котельной построенной рядом с зоной перспективной застройки. При строительстве новой угольной котельной на неё рационально переключить тепловую нагрузку котельной №56.



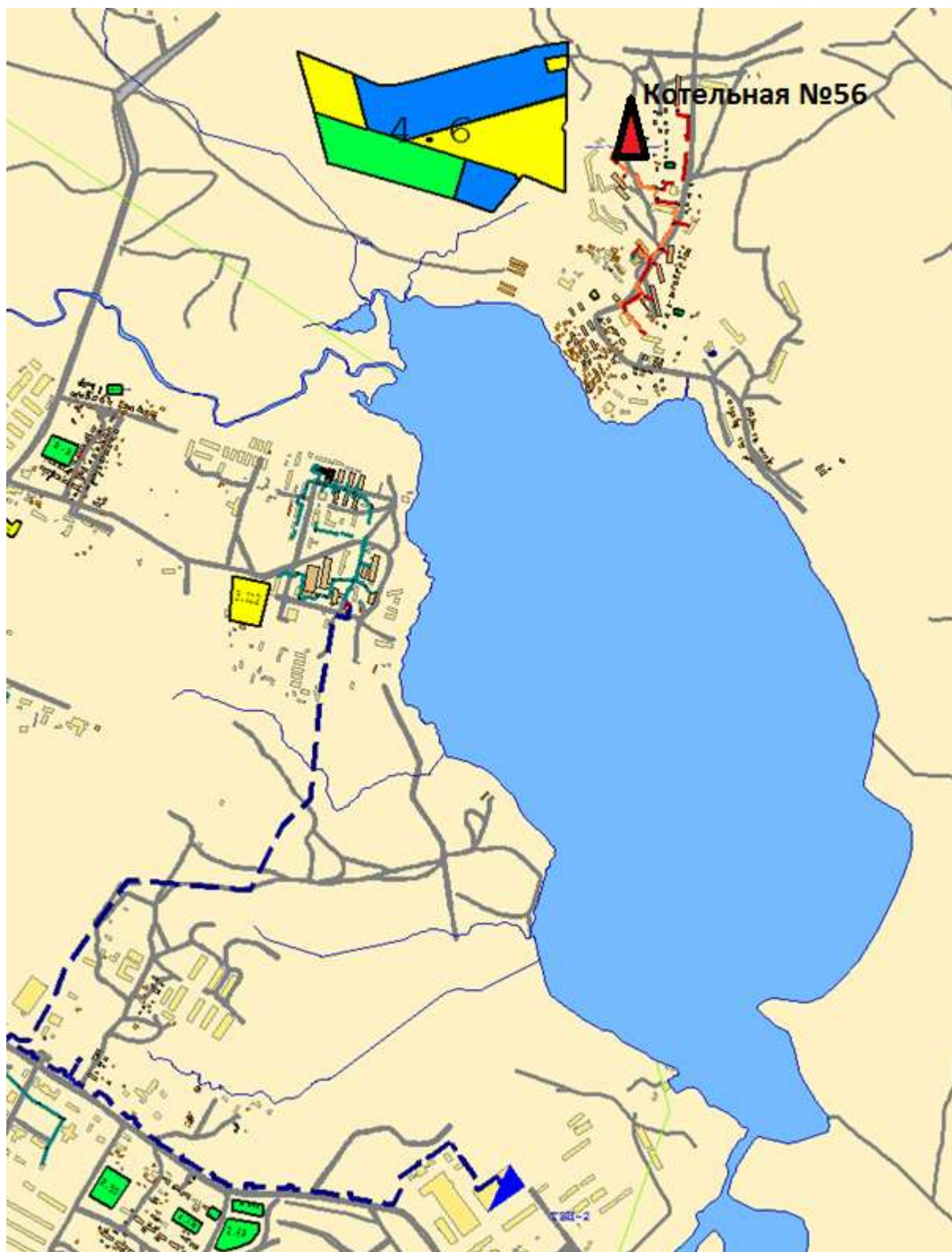


Рисунок 3.70 – Зона перспективной застройки 4.6

На рисунке 3.71 представлен вариант теплоснабжения перспективной застройки (4.6) в районе п. Дальний от котельной №56 «с/х Петропавловский» ПАО «Камчатскэнерго».

Для осуществления данного сценария необходимо строительство нового участка тепловой сети надземной прокладки от котельной до зоны перспективной застройки с суммарной протяженностью 430 п.м. и диаметром условного прохода трубопроводов (Ду) 175 мм. Капиталовложения для прокладки тепловой сети составят 13,62 млн.руб.

Тепловой мощности котельной достаточно для обеспечения перспективной тепловой нагрузки данной зоны.

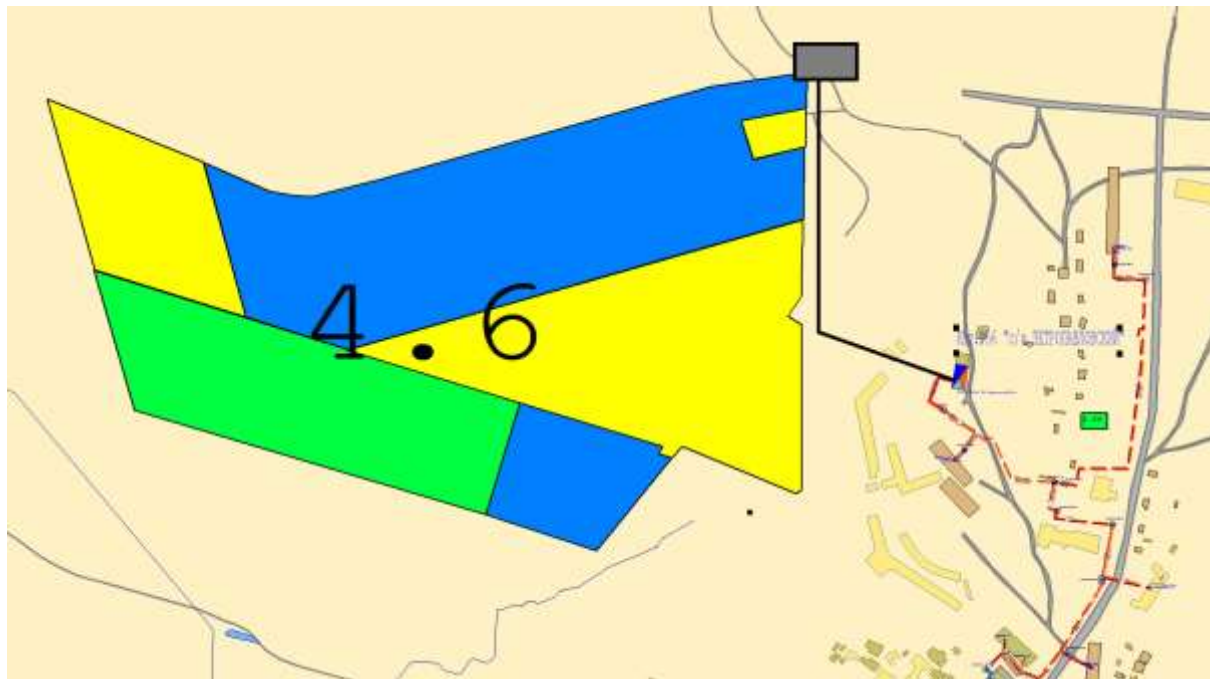


Рисунок 3.71 – Теплоснабжение зоны перспективной застройки 4.6 от котельной №56 ПАО «Камчатскэнерго»

Для варианта теплоснабжения перспективной застройки в районе п. Дальний от новой современной автоматизированной угольной котельной с передачей на неё тепловой нагрузки котельной №56 «с/х Петропавловский» ПАО «Камчатскэнерго», необходимо строительство новой угольной котельной и прокладка теплотрассы от новой котельной до котельной №56 (как на рисунке 3.71, аналогично сценария с мазутной котельной).

Достаточная установленная тепловая мощность угольной котельной 5 Гкал/ч, капиталовложения на её строительство в ценах 2015 года составят 135 млн.руб.

Для осуществления данного сценария необходимо строительство нового участка тепловой сети надземной прокладки от новой котельной до котельной №56 суммарной протяженностью 430 п.м. и диаметром условного прохода трубопроводов (Ду) 175 мм. и переоборудование котельной №56 в ЦТП

мощностью 3 Гкал/ч.

Капиталовложения для прокладки тепловой сети составят 13,62 млн.руб.  
 Капиталовложения в переоборудование котельной №56 в ЦТП составят 8,5 млн.руб.

Расчет простых сроков окупаемости данных сценариев представлен в таблице 3.39.

**Таблица 3.39 – Сравнение сценариев теплоснабжения перспективной застройки в районе п. Дальний**

Статьи баланса	Ед. измерения	Сценарий с котельной №56	Сценарий с новой котельной
Полезный отпуск	Гкал/год	16 745,95	16 745,95
Потери в сетях	Гкал/год	1 908,77	1 908,77
Отпуск с коллекторов	Гкал/год	18 654,72	18 654,72
Собственные нужды	Гкал/год	1 302,18	746,19
Выработка тепла	Гкал/год	19 956,90	19 400,91
Расход топлива	т.у.т	3 905,46	3 129,18
мазут	т.у.т	3 905,46	
природный газ	т.у.т		
уголь	т.у.т		3 129,18
Расход мазута	т.н.т	2 826,24	
Расход природного газа	тыс.м.куб.		
Расход угля	т.н.т		3 650,71
Затраты на топливо	тыс.руб.	49 843,26	24 011,15
мазут	тыс.руб.	49 843,26	
природный газ	тыс.руб.		
уголь	тыс.руб.		24 011,15
Прочие затраты	тыс.руб.	31 867,00	25 516,80
Суммарные затраты	тыс.руб.	81 710,26	49 527,95
Доход от реализации	тыс.руб.	67 123,80	67 123,80
Прибыль	тыс.руб.	-14 586,45	17 595,86
Капиталовложения	тыс.руб.	13 618,58	157 118,60
Простой срок окупаемости			8,93

Как видно из таблицы 3.38, сценарий теплоснабжения перспективной нагрузки в районе п. Дальний от котельной №56 «с/х Петропавловский» ПАО «Камчатскэнерго» является убыточным, простой срок окупаемости сценария теплоснабжения от новой угольной котельной составляет около 9 лет.

#### **3.4.2. Развитие систем теплоснабжения в части обеспечения перспективной тепловой нагрузки Восточного планировочного района города**

Зона перспективной застройки Восточного планировочного района (зона 4.7 и

4.8, рисунок 3.72) состоит в основном из коттеджных жилых домов. Застройка данной зоны планируется за период с 2015 по 2030 годы. Суммарная тепловая нагрузка зоны составит 1,3 Гкал/ч

Рассмотрим возможность обеспечения централизованное теплоснабжение зоны перспективной застройки Восточного планировочного района по следующим сценариям:

- от новой современной автоматизированной мазутной котельной, построенной рядом с зоной перспективной застройки;
- от новой современной автоматизированной угольной котельной, построенной рядом с зоной перспективной застройки.

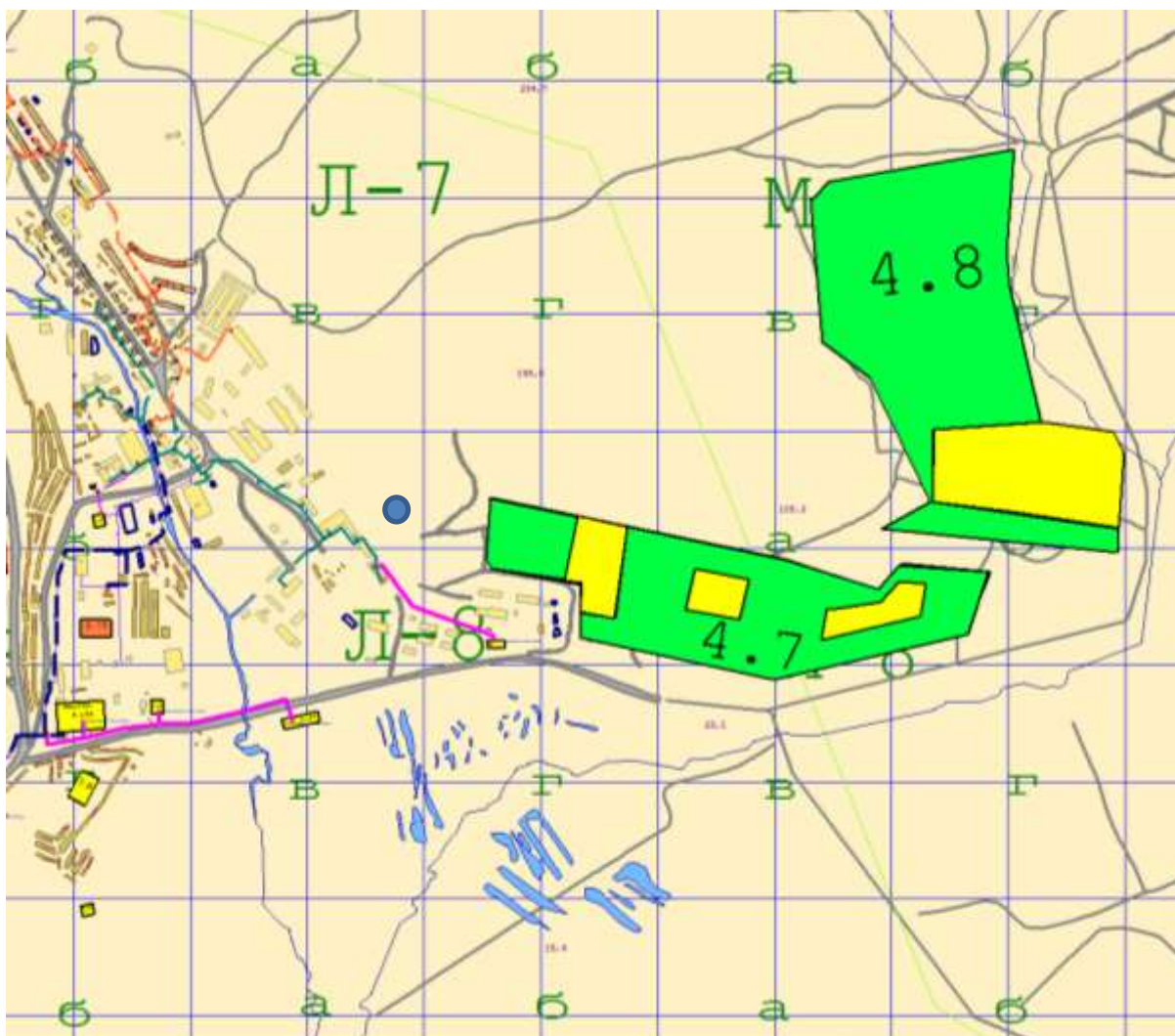


Рисунок 3.72 – Перспективная застройка в Восточном планировочном районе

Для сценариев со строительством новых котельных предлагается строительство новой угольной или мазутной котельной, с установленной тепловой



мощностью 1,5 Гкал/ч, вблизи перспективной застройки 4.7 и 4.8. Капиталовложения на строительство новых котельных в ценах 2015 года составит 42,1 млн.руб.

Расчет простых сроков окупаемости данных сценариев представлен в таблице 3.40.

Таблица 3.40 – Сравнение сценариев теплоснабжения перспективной застройки в Восточном планировочном районе

Статьи баланса	Ед. измерения	Сценарий с мазутной котельной	Сценарий с угольной котельной	Сценарий с ТЭЦ-2
Полезный отпуск	Гкал/год	5 313,57	5 313,57	5 313,57
Потери в сетях	Гкал/год	371,95	371,95	650,91
Отпуск с коллекторов	Гкал/год	5 685,52	5 685,52	5 964,48
Собственные нужды	Гкал/год	227,42	170,57	
Выработка тепла	Гкал/год	5 912,94	5 856,08	
Расход топлива	т.у.т	945,92	946,90	792,69
мазут	т.у.т	945,92		2,50
природный газ	т.у.т			790,19
уголь	т.у.т		946,90	
Расход мазута	т.н.т	684,53		1,81
Расход природного газа	тыс.м.куб.			656,77
Расход угля	т.н.т		1 104,71	
Затраты на топливо	тыс.руб.	12 072,24	7 265,83	4 436,82
мазут	тыс.руб.	12 072,24		31,86
природный газ	тыс.руб.			4 404,96
уголь	тыс.руб.		7 265,83	
Прочие затраты	тыс.руб.	7 718,32	7 721,44	7 239,03
Суммарные затраты	тыс.руб.	19 790,56	14 987,27	11 675,85
Доход от реализации	тыс.руб.	21 298,69	21 298,69	21 298,69
Прибыль	тыс.руб.	1 508,12	6 311,42	9 622,83
Капиталовложения	тыс.руб.	42 120,00	42 120,00	110 400,00
Простой срок окупаемости		<b>27,93</b>	<b>6,67</b>	<b>11,45</b>

Как видно из таблицы 3.40, наибольшая эффективность ожидается при реализации варианта со строительством новой угольной котельной.

### 3.5. Развитие СЦТ от котельных филиала «Коммунальная энергетика» ПАО «Камчатскэнерго»

Зоны действия котельных ПАО «Камчатскэнерго» на карте ГО представлены на рисунке 3.73.



Рисунок 3.73. – Зоны действия и расположение котельных филиала «Локальные котельные» ПАО «Камчатскэнерго»

В таблице 3.41 представлены предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения источников тепла ПАО «Камчатскэнерго». Подробно проекты по реализации данных мероприятий в части теплоисточников представлены в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», в части тепловых сетей в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО.

Таблица 3.41 – Предложения по развитию СЦТ котельных ПАО «Камчатскэнерго»

№ п/п	Котельная	Адрес	Предлагаемые мероприятия
1	Котельная №50 - "101 квартал"	ул. Давыдова, 1	Вывод из эксплуатации
2	Котельная №62 - "103 квартал"	ул. Бохняка, 10а	Вывод из эксплуатации
3	Котельная №52 - "108 квартал"	ул. Молчанова, 14/1	Вывод из эксплуатации
4	Котельная №43 - "Чубарова"	пр. Победы, 8а	Вывод из эксплуатации
5	Котельная №44 - "Ватутина"	ул. Ватутина, 1	Переоборудование в ЦТП
6	Котельная №37 - "Психдиспансер"	ул. Карагинская, 22а	Переоборудование в ЦТП
7	Котельная №40 - "КМП"	ул. Тушканова, 11а	Вывод из эксплуатации
8	Котельная №12 - "Сероглазка"	ул. Дружбы, 10/1	Реконструкция по сроку службы котлов
9	Котельная №34 - "Электрокотельная"	ул. Беринга, 6	Вывод из эксплуатации
10	Котельная №13 - "Октябрьская"	ул. Октябрьская, 5а	Вывод из эксплуатации
11	Котельная № 7 - "Энергопоезд"	ул. Озерновская, коса, 11	Вывод из эксплуатации
12	Котельная №45 -	ул. Владивостокская,	Переоборудование в ЦТП



№ п/п	Котельная	Адрес	Предлагаемые мероприятия
	"Владивостокская"	43/1	
13	Котельная №46 - "Школа № 18"	ул. Дзержинского, 18а	Переоборудование в ЦТП
14	Котельная №32 - "Ленинградская"	ул. Ленинградская, 35а	Вывод из эксплуатации
15	Котельная №42 - "Заозерная"	ул. Школьная, 11а	Реконструкция по сроку службы котлов
16	Котельная №56 - "с/х Петропавловский"	ул. Первомайская, 1	Переоборудование в ЦТП
17	Котельная №17 - "Чапаевка"	ул. Фурманова, 7а	Реконструкция по сроку службы котлов
18	Котельная №16 - "Долиновка"	ул. Ракетная, 11	Реконструкция по сроку службы котлов
19	Котельная №14 - "Халактырка"	ул. Невского, 1а	Реконструкция по сроку службы котлов
20	Котельная №25 - "Нагорный"	п. Нагорный	Реконструкция по сроку службы котлов
21	Котельная №26 - "Тундровый"	п. Тундровый	Реконструкция по сроку службы котлов
22	Котельная №18 - "Завойко"	п. Завойко	Реконструкция по сроку службы котлов
23	Котельная № 1 - "11 км"	пр. Победы	Увеличение зоны действия, реконструкция с увеличением установленной тепловой мощности
24	Котельная № 2 - "КГТУ"	пр. Победы, 79а	Переоборудование в ЦТП
25	Котельная № 3 - "Моховая"	п. Моховая	Вывод из эксплуатации
26	Котельная № 5 - "Школа 37"	п. Авача	Реконструкция с увеличением установленной мощности
27	Котельная № 6 - "Радиоцентр"	п. Авача	Реконструкция с увеличением установленной мощности и по сроку службы котлов
28	Котельная №15 - "Чавыча"	ул. Чавычная, 1	Реконструкция с увеличением установленной мощности
29	Новая котельная	п. Дачный	Строительство
30	Новая котельная	Восточный планировочный район	Строительство

### 3.6. Развитие СЦТ от котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

Зоны действия котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» на карте ГО представлены на рисунке 3.74.

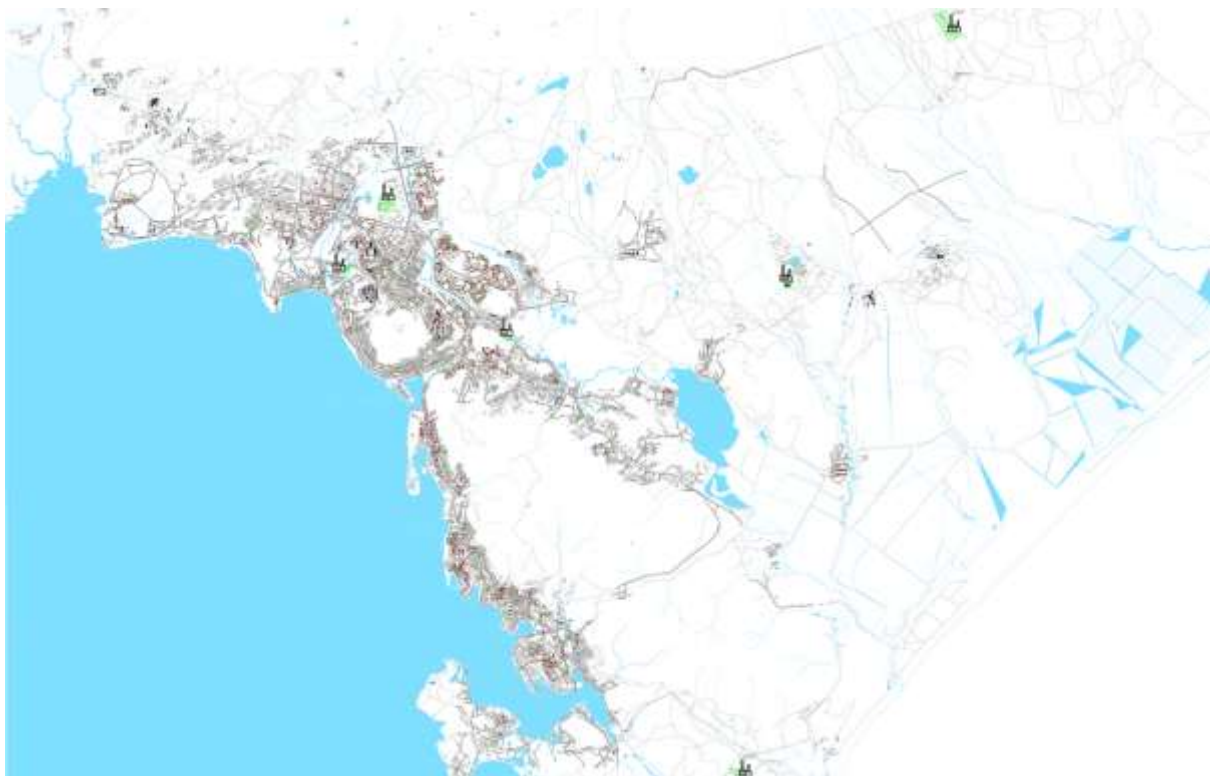


Рисунок 3.74. – Зоны действия и расположение котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

В таблице 3.42 представлены предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения источников тепла филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский». Подробно проекты по реализации данных мероприятий в части теплоисточников представлены в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», в части тепловых сетей в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО.

Таблица 3.42 – Предложения по развитию СЦТ котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

№ п/п	Котельная	Адрес	Предлагаемые мероприятия
1	Котельная 8-56	п. Сероглазка	Реконструкция по сроку службы котлов
2	Котельная 27-18	ул. Тундровая	Реконструкция по сроку службы котлов
3	Котельная 33-25	п. Радыгина	Реконструкция по сроку службы котлов
4	Котельная 48-106	п. Тундровый	Реконструкция по сроку службы котлов
5	Котельная 6-1	ул. Лукашевского	Реконструкция по сроку службы котлов
6	Котельная 18-43	п. Верхняя Англичанка	Реконструкция по сроку службы котлов

### 3.7. Развитие СЦТ от котельных МУП «УМиТ»

На балансе МУП «УМиТ» находятся одна дизельная и две электрические котельные, зоны действия данных котельных на карте ГО представлены на рисунке 3.75.

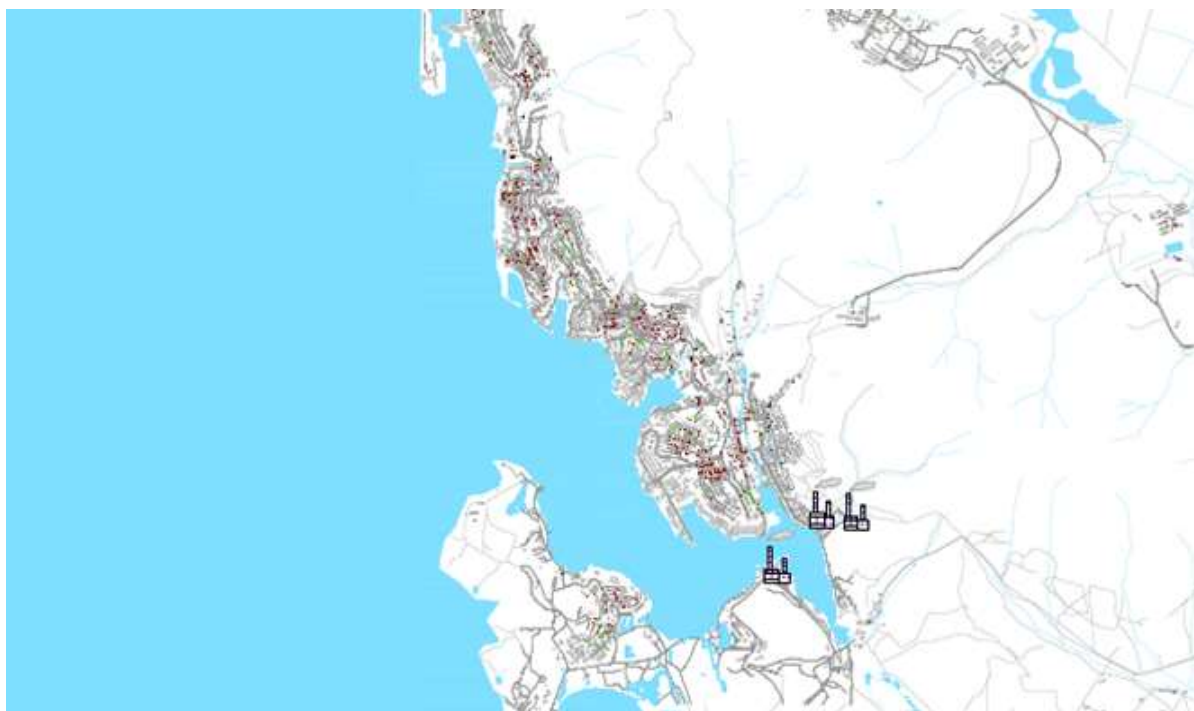


Рисунок 3.75. – Зоны действия и расположение котельных МУП «УМиТ»

В таблице 3.43 представлены предложения развития систем централизованного теплоснабжения источников тепла МУП «УМиТ». Подробно проекты по реализации данных мероприятий в части теплоисточников представлены в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», в части тепловых сетей в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО.

Таблица 3.43 – Предложения по развитию СЦТ котельных МУП «УМиТ»

№ п/п	Котельная	Адрес	Предлагаемые мероприятия
1	Котельная, ул. Днепровская	Днепровская	Реконструкция по сроку службы котлов
2	Котельная, ул. Строительная, 123	Строительная, д.123	Вывод из эксплуатации
3	Котельная, ул. Строительная, 133	Строительная, д.133	Вывод из эксплуатации

### 3.8. Развитие СЦТ от котельных ООО «Русский двор»

Строительная компания ООО «Русский двор» для обеспечения тепловой энергией зоны нового строительства в районе улицы Топоркова (3-х и 9-и этажные МКД, роллердром) построила две блочно-модульные дизельные котельные. Место расположения и зоны действия данных котельных представлены на рисунке 3.76.



Рисунок 3.76 – Зоны действия котельных ООО «Русский двор»

Котельная №2, обеспечивающая тепло два девятиэтажных и пять трехэтажных жилых домов, представлена на рисунке 3.77.

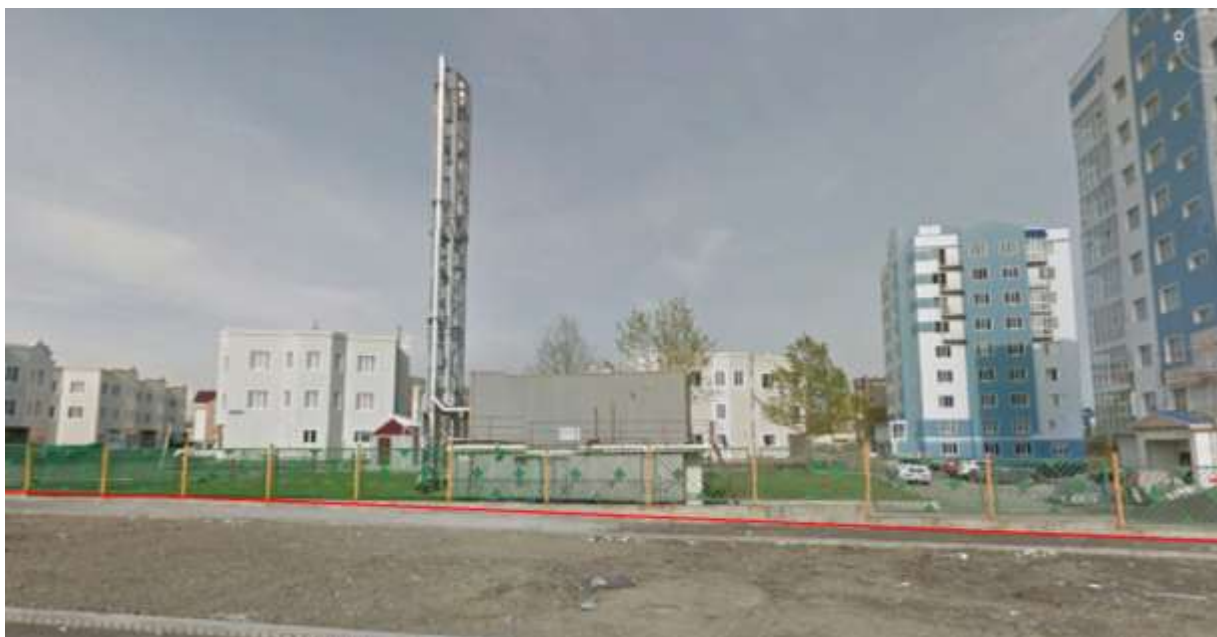


Рисунок 3.77 – Котельная ООО «Русский двор» №2

Суммарная установленная тепловая мощность котельных ООО «Русский двор» составляет 4,6 Гкал/ч, в том числе:

- котельная №1- 3,6 Гкал/ч;
- котельная №2- 1 Гкал/ч.

Зона планируемой перспективной застройки жилого комплекса представлена на рисунке 3.78.

Потребность в тепловой мощности перспективной застройки оценивается в 10,54 Гкал/ч, без учета потерь тепла при транспорте.





Рисунок 3.78 – Зона планируемой перспективной застройки жилого комплекса в районе ул. Топоркова

Развитие СЦТ котельных ООО «Русский двор» рассмотрено по трем сценариям:

Первый сценарий: Увеличение мощности существующих котельных, реконструкция существующих котельных с переводом на использование в качестве основного топлива природный газ. Ориентировочные капиталовложения в ценах 2015 года составят порядка 115 млн.руб.;

Второй сценарий: Строительство новой блочно-модульной газовой котельной с установленной тепловой мощностью 13,4 Гкал/ч в непосредственной близости от планируемой трассы прокладки магистрального газопровода (см. рисунок 3.72).



Ориентировочные капиталовложения в ценах 2015 года составят порядка 132 млн. руб.

Третий сценарий: Передача тепловых нагрузок (существующих и перспективных) котельных ООО «Русский двор» на тепловые сети ТЭЦ-2. После переключения на ТЭЦ-2 тепловой нагрузки котельной ПАО «Камчатскэнерго» №62 «103 квартал» Для реализации данного варианта необходима новая прокладка тепловых сетей (на рисунке 3.79 выделены синим цветом) с суммарной протяженностью 580 п.м. в четырехтрубном исполнении с материальной характеристикой 347 м.кв. и средним диаметром условного прохода трубопроводов тепловых сетей 150 мм. Капиталовложения в строительство тепловых сетей с подземной прокладкой и с учетом перехода дорожного полотна составит 73 502 тыс. руб.



Рисунок 3.79 – Новые участки тепловых сетей для переключения тепловой нагрузки котельных ООО «Русский двор» на ТЭЦ-2

Кроме новой прокладки тепловых сетей для переключения нагрузки котельных ООО «Русский двор» на ТЭЦ-2, для обеспечения нормативного гидравлического режима необходимо переложить 191 п.м. трубопроводов

тепловых сетей подземной канальной прокладки (в двухтрубном исчислении) с увеличением диаметра условного прохода Ду с 250 до 300 мм. Капиталовложения в перекладку тепловых сетей в ценах 2015 года составят 19,40 млн.руб.

Расчет сроков окупаемости капиталовложений по двум сценариям (без учета стоимости прокладки тепловых сетей, т.к. в данных сценариях они практически одинаковые) представлен в таблице 3.44.

Таблица 3.44 – Расчет простых сроков окупаемости капиталовложений различных для всех сценариев

Показатели работы котельных	Ед. измерения	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
Полезный отпуск тепла	Гкал	44 912,85	44 912,85	44 912,85
Отпуск тепла в сеть	Гкал	49 273,32	49 273,32	49 708,80
Собственные нужды	Гкал	1 347,24	1 308,00	
Выработка тепла	Гкал	50 620,56	50 581,32	
КПД котлов	%	94	94	
Тепло, внесенное топливом	Гкал	53 851,66	53 809,91	
Расход природного газа	тыс.м.куб	6 697,97	6 692,78	6 144,14
Расход мазута	т.н.т			16,90
Затраты на топливо	млн.руб.	44,92	44,89	41,51
Прочие затраты	млн.руб.	79,86	73,24	67,72
Реализация тепла	млн.руб.	180,03	180,03	180,03
Прибыль	млн.руб.	55,24	61,90	70,81
Капиталовложения	млн.руб.	115,00	132,00	92,90
<b>Простой срок окупаемости</b>	<b>лет</b>	<b>2,08</b>	<b>2,13</b>	<b>1,31</b>

Как видно из таблицы, наименьший простой срок окупаемости у третьего сценария, по первому и второму по сценариям сроки окупаемости практически одинаковые, но во втором сценарии прибыль на 12% выше.

При всех одинаковых прочих условиях выгодней реализация третьего сценария развития СЦТ котельных ООО «Русский двор» (переключение потребителей на обслуживание от ТЭЦ-2).

Кроме того, по данным ОАО «Камчатгазпром» (подробнее см. раздел 2.2. настоящей Главы) поддержание добычи газа на уровне 400-420 млн. м<sup>3</sup>/год, на имеющейся ресурсной базе возможно до 2020 года, в связи с чем возможность реконструкции существующих котельных ООО «Русский двор» или строительство новой газовой котельной представляется маловероятным.

### 3.9. Развитие СЦТ от прочих котельных городского округа, не

### **участвующих в теплоснабжении ЖКС**

В соответствии с Главой 2 Обосновывающих материалов, при актуализации схемы теплоснабжения принимается допущение, что возможный прирост теплопотребления при увеличении объемов производимой продукции промышленными предприятиями будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий. Таким образом, значение существующего теплопотребления для промышленных предприятий принимается неизменным на период до 2030 г. Таким образом, организация теплоснабжения в производственных зонах ПКГО остается неизменной.

### **3.10. Развитие СЦТ от возобновляемых источников тепловой энергии**

В связи с внесением изменений в Требования к схемам теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 года (изменения внесены постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г.), в схеме теплоснабжения должен быть выполнен анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии. Указанным постановлением в Требования к схемам теплоснабжения (п. 10) введены разделы к) и л) следующего содержания:

10. Раздел 4 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" содержит:

...

к) анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии;

л) вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии.

Также п. 2 дополнен пп. и) следующего содержания:

2. Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

...

и) "возобновляемые источники энергии" - энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

***При актуализации схемы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа на период до 2030 года рассмотрен вариант использования тепла Авачинского вулкана для тепло-электроснабжения потребителей ПКГО.***

На рисунке 3.80 представлено возможное расположение геотермальной теплоэлектростанции, функционирующей на запасах тепловой энергии Авачинского вулкана.



Рисунок 3.80 – Возможное место строительства ГеоТЭС

Прогнозируемая тепловая нагрузка ЖКС Петропавловск-Камчатского ГО к 2029 году составит порядка 419 Гкал/ч, с учетом тепловых потерь при транспорте теплоносителя. Для теплоснабжения только ЖКС города необходимая установленная тепловая мощность теплоисточника должна быть не менее 450 Гкал/ч.

В качестве предварительного предложения рассматривается вариант строительства геотермальной ТЭС следующих параметров:

- установленная электрическая мощность: 200÷250 МВт;
- установленная тепловая мощность: 450÷500 Гкал/ч.

С учетом того, что ожидаемая температура получаемого теплоносителя не превышает 85°C, тепловая схема станции должна предусматривать возможность обеспечения получения конечного теплоносителя с температурой 130-150°C для обеспечения возможности отпуска тепловой энергии в сети по температурному графику 150/70°C. Использование другого температурного графика практически не выполнимо по причине значительных капиталовложений в реконструкцию

существующих СЦТ и в строительство магистрального теплопровода от ГеоТЭС.

В качестве предварительного предложения может быть рассмотрен вариант с установкой водогрейных электрокотлов. При этом необходимо учитывать, что установленная электрическая мощность электрокотлов, необходимая для нагрева требуемого количества теплоносителя до температуры в соответствии с проектным температурным графиком, может превысить установленную электрическую мощность самой ГеоТЭС. Таким образом, вопрос об организации догрева получаемого теплоносителя нуждается в уточнении при проведении дальнейшей разработки проекта (в частности, необходимо оценить возможность получения первичного теплоносителя с температурой выше 85°C).

При температурном графике 150/70 °C подачи тепла по теплотрассе от ГеоТЭС расход теплоносителя составит 5 000 ÷ 6 000 т/ч. Необходимый диаметр условного прохода труб теплотрассы, обеспечивающий необходимую пропускную способность, составляет 1000 ÷ 1200 мм.

Варианты трассировки магистрального трубопровода от ГеоТЭС до СЦТ городского округа могут быть различны и подлежат уточнению при выполнении более подробной проработки рассматриваемого сценария развития. В качестве предварительных рассмотрены два варианта:

- вариант №1 (представлен на рисунке 3.80), который характеризуется минимальной длиной требуемого к строительству магистрального трубопровода;
- вариант №2 (представлен на рисунке 3.81), в соответствии с которым предусматривается подключение предлагаемого к строительству магистрального трубопровода от ГеоТЭС к коллекторам существующих Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.



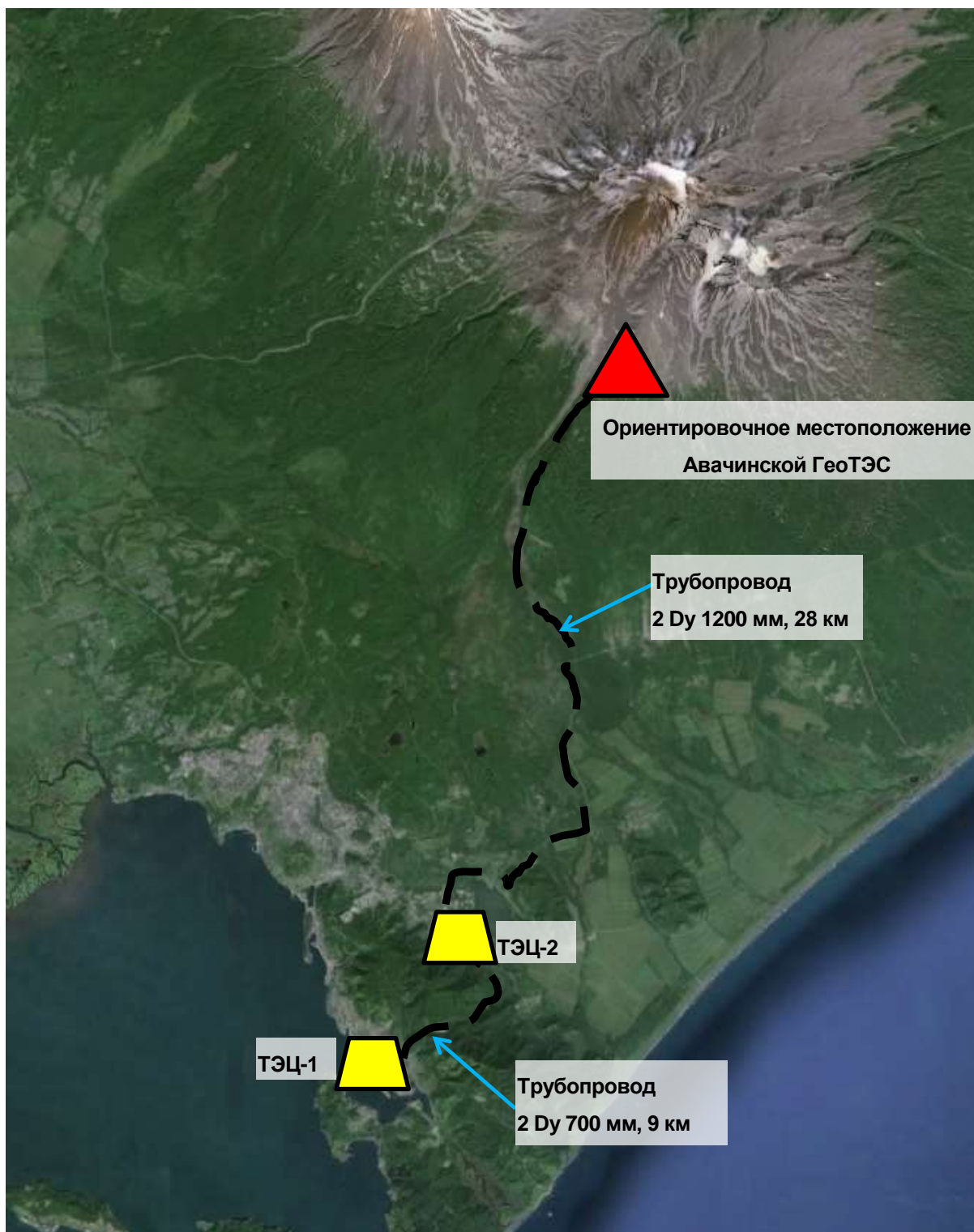


Рисунок 3.81 – Вариант №2 вывода тепловой мощности от Авачинской ГеоТЭС

В случае реализации варианта трассировки магистрального трубопровода от ГеоТЭС к СЦТ города №1 (по кратчайшему пути) затраты на строительство самого трубопровода (2 Ду 1200 мм, длина около 18 км) будут меньше, чем при реализации второго предлагаемого сценария. Укрупненно величина затрат для

строительства магистрального вывода составит около 3,5 млрд. руб. в ценах 2015 года без учета НДС. Однако для реализации данного сценария потребуются реконструкция практически всей СЦТ городского округа с учетом изменения направления движения теплоносителя. Затраты на реализацию данного проекта могут кратно превышать затраты на строительство магистрального вывода от ГеоТЭС, а физическая возможность реализации масштабной реконструкции в условиях плотной городской застройки также сомнительна.

Реализация второго варианта трассировки (рисунок 3.81) потребует больших по сравнению с первым вариантом затрат на строительство магистрального трубопровода (вывода тепловой мощности от ГеоТЭС), но при этом за счет предполагаемого подключения магистрали к коллекторам ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 позволит избежать масштабного изменения конфигурации и реконструкции существующей СЦТ городского округа. Ориентировочная величина капитальных затрат для строительства магистрального вывода по данному сценарию составляет 6,4 млрд. руб.

Также для обоих вариантов трассировки может потребоваться строительство насосных станций для обеспечения требуемых перепадов давления теплоносителя.

Эффекты, возникающие в результате реализации проекта, можно разделить на две группы:

- эффекты, связанные с продажей вырабатываемой электроэнергии;
- эффекты, связанные с замещением тепловой мощности существующих энергоисточников тепловой мощностью рассматриваемой ГеоТЭС.

Эффекты, определяемые продажей вырабатываемой электроэнергии, должны быть более подробно оценены с учетом предполагаемой величины тарифа на электроэнергию. Объем ежегодной выработки электроэнергии на ГеоТЭС при выходе на проектную мощность может составить порядка 1,6 млрд. кВт\*ч/год, что выше, чем существующий объем выработки электроэнергии на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

Эффекты от замещения тепловой мощности существующих энергоисточников определяются, в основном, экономией топливной составляющей в себестоимости производимой тепловой энергии.

В таблице 3.45 представлены технико-экономические показатели работы систем централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО.

Таблица 3.45 – Техничко-экономические показатели работы систем централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО

Показатели	Ед. измерения	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Котельные	ИТОГО
Электрическая мощность	МВт	229	160		389,00
Тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	361	410	334,15	1 105,15
- по турбоагрегатам	Гкал/ч	217	360		577,00
Число часов использования уст.эл.мощн.	час./год	1 005,22	4 458,00		5 463,22
Число часов использования теплоф.мощн.	час./год	0	0		0,00
Выработка э/э	МВт*ч/год	230 196,00	713 280,00		943 476,00
Выработка тепла	Гкал/год	374 745,00	843 045,00	531 283,64	1 749 073,64
Расход э/э на собственные нужды, т.ч.:	МВт*ч/год	32 338,00	80 077,00		112 415,00
- на выработку э/э	МВт*ч/год	20 420,00	50 470,00		70 890,00
- на отпуск тепла	МВт*ч/год	11 918,00	29 607,00		41 525,00
Удельный расход э/э на выработку э/э	%	8,87%	7,08%		0,16
Удельный расход э/э на отпуск тепла	кВт*ч/Гкал	33,39	36,88		70,27
Расход тепла на собственные нужды	Гкал/год	17 845,00	40 145,00	6 412,34	64 402,34
Отпуск э/э	МВт*ч/год	197 858,00	633 203,00		831 061,00
Отпуск тепла, в том числе	Гкал/год	356 900,00	802 900,00	524 871,30	1 684 671,30
- от отборов турбин	Гкал/год				
Удельный расход топлива на выработку э/э	г.у.т/кВт*ч	345,79	281,66		297,30
Удельный расход топлива на отпуск э/э	г.у.т/кВт*ч	402,30	317,30		337,52
Удельный расход топлива на выработку тепла	кг.у.т/Гкал	127,02	127,87	199,74	149,52
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг.у.т/Гкал	133,40	134,20	202,18	155,23
Расход топлива на отпуск э/э	т.у.т	79 600,00	200 900,00		280 500,00
Расход топлива на отпуск тепла	т.у.т	47 600,00	107 800,00	106 117,91	261 517,91
Расход топлива по станции	т.у.т	127 200,00	308 700,00	106 117,91	542 017,91
Расход мазута по станции	т.у.т	267,79	972,28	78 628,14	79 868,21
Расход газа по станции	т.у.т	126 932,21	307 727,72	16 340,09	451 000,02
Расход угля по станции	т.у.т			11 149,68	11 149,68
Рабочая низшая мазута	ккал/кг	9 673,00	9 673,00	9 673,00	9 673,00
Рабочая низшая газа	ккал/м.куб	8 422,00	8 422,00	8 422,00	8 422,00
Рабочая низшая угля	ккал/кг			4 000,00	4 000,00
Расход мазута по станции	т.н.т	193,79	703,61	56 900,34	57 797,73
Расход газа по станции	тыс.м.куб.	105 500,53	255 769,89	13 581,17	374 851,59
Расход угля по станции	т.н.т			19 511,94	19 511,94
Стоимость газа	тыс.руб./тыс.м.куб	4,00836	4,00836	4,01	4,01
Стоимость мазута	тыс.руб./т.н.т	17,63589	17,63589	17,64	17,64

Показатели	Ед. измерения	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Котельные	ИТОГО
Стоимость угля	тыс.руб./т.н.т			6,00	6,00
Затраты на топливо	тыс.руб.	426 301,76	1 037 626,52	1 174 997,95	2 638 926,23
Прочие затраты по ТЭЦ	% от затрат на топливо	163,16%	163,16%	163,16%	163,16%
Прочие затраты по котельным	% от затрат на топливо	63,93%	63,93%	63,93%	63,93%
Прочие затраты	тыс.руб.	695 544,98	1 692 969,59	751 228,20	3 139 742,76
Суммарные затраты	тыс.руб.	1 121 846,74	2 730 596,11	1 926 226,15	5 778 668,99

Как видно из таблицы, суммарные затраты на отпуск тепловой энергии от теплоисточников, обеспечивающих теплоснабжение большей части потребителей коммунально-бытового сектора ПКГО, составляют порядка 5,8 млрд.руб.

При полном замещении теплом от ГеоТЭС теплоисточников ПКГО экономия топлива может составить:

- Мазута - 57 797,73 тонн;
- Природного газа - 374 851,59 тыс.м.куб;
- Угля - 19 511,94 тыс.м.куб.

В денежном выражении в ценах 2015 года экономия топлива составит порядка 2,6 млрд. руб.

Значительным фактором, влияющим на ожидаемую эффективность и окупаемость инвестиций в строительство ГеоТЭС, является стоимость реализации проекта (в том числе – неопределенность величины капитальных затрат). Целый ряд влияющих факторов не позволяет в настоящее время выполнить корректную оценку объема капитальных вложений:

- необходимость проведения геологических изысканий;
- возможная зависимость от импортного оборудования в условиях нестабильного курса валют;
- неопределенность с возможным составом оборудования;
- прочие факторы.

С учетом изложенного, уточненную оценку стоимости реализации проекта предлагается формировать при выполнении специализированной работы и учитывать при следующих актуализациях схемы теплоснабжения. Однако укрупненно можно оценить объем капитальных вложений в строительство ГеоТЭС (с учетом необходимого комплекса мероприятий по выводу электрической и тепловой мощности источника) величиной порядка 40-50 млрд. руб. При этом выполненная укрупненная оценка эффектов позволяет оценить простой срок окупаемости проекта величиной 15-17 лет, что говорит о достаточно высокой эффективности проекта.

Дополнительным обоснованием для возможной реализации проекта по строительству ГеоТЭС может являться ситуация с возможным сокращением или полным прекращением (в перспективе) объемов природного газа, поступающего на



энергоисточники городского округа, в связи с исчерпанием месторождений. Реализация проекта по строительству ГеоТЭС позволит в этом случае обеспечить энергетическую безопасность потребителей города (как в части тепловой энергии, так и в части электрической).

Таким образом, **в результате разработки раздела, посвященного возможному использованию альтернативных (возобновляемых) источников энергии** при актуализации схемы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа:

1). Рассмотрен вариант использования тепла Авачинского вулкана для тепло-электроснабжения потребителей ПКГО;

2). Рассмотренный вариант предусматривает строительство геотермальной ТЭС следующих параметров: установленная электрическая мощность: 200÷250 МВт; установленная тепловая мощность: 450÷500 Гкал/ч;

3). Температурный график отпуска тепловой энергии от ГеоТЭС предусматривается 150/70°C; для этого тепловая схема ГеоТЭС предусматривать возможность догрева первичного теплоносителя до температуры, требуемой в соответствии с принятым температурным графиком;

4). Варианты трассировки магистрального трубопровода для вывода тепловой мощности ГеоТЭС в СЦТ ПКГО могут быть различны; по предварительным оценкам приоритетным представляется вариант транспорта теплоносителя до коллекторов Камчатских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1;

5). Стоимость реализации проекта подлежит уточнению при выполнении более детальной проработки; ориентировочно реализация проекта оценивается величиной 40-50 млрд. руб.;

6). Ориентировочная оценка эффективности проекта позволяет предварительно оценить простой срок окупаемости в 15-17 лет;

7). Реализация проекта позволит обеспечить энергетическую безопасность потребителей ПКГО и повысить надежность тепло-электроснабжения;

8). При выполнении следующих актуализаций схемы теплоснабжения необходимо возвращаться к рассмотрению вопроса о возможности строительства Авачинской ГеоТЭС с учетом вновь появляющихся сведений.

### **3.11. Развитие систем теплоснабжения в зонах с возможностью альтернативного (децентрализованного) обеспечения теплоснабжением**

При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников энергии. Такая организация позволит потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжения.

Основными достоинствами децентрализованного теплоснабжения являются:

- отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные;
- снижение потерь теплоты из-за отсутствия внешних тепловых сетей, снижение потерь сетевой воды, уменьшение затрат на водоподготовку;
- значительное снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудования;
- полная автоматизация режимов потребления.

При формировании перспективных балансов тепловой энергии учитывались перспективный эффективный радиус теплоснабжения и плотность перспективной тепловой нагрузки. На их основе был проведен анализ и выявлены зоны перспективной застройки, теплоснабжение которых предлагается выполнить от индивидуальных источников. Зоны с предпочтительным децентрализованным теплоснабжением представлены в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО.

Поскольку в соответствии с прогнозом перспективной застройки, утвержденном в целях разработки схемы теплоснабжения (Глава 2 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения) многоквартирные здания, планируемые к вводу с 2013 по 2033 годы, попадают в зоны централизованного теплоснабжения, применение поквартирного отопления в строящихся объектах не предусматривается.

#### **4. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ К РЕАЛИЗАЦИИ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ СЦТ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

По результатам сравнения рассмотренных сценариев сформирован оптимальный вариант развития систем централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа.

Для сценариев развития системы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО были выполнены необходимые расчеты. Результаты расчетов приведены в соответствующих книгах обосновывающих материалов:

- сравнение сценариев развития системы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского ГО выполнено в соответствующих разделах данной главы;
- описание мероприятий по развитию энергоисточников города с определением необходимых финансовых потребностей для реализации каждого из рассмотренных проектов – в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.006.000.);
- описание мероприятий по развитию системы транспортировки теплоносителя с определением необходимых финансовых потребностей для реализации каждого из рассмотренных проектов – в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.007.000.);
- балансы тепловой мощности энергоисточников и тепловой нагрузки потребителей – в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.004.000.);
- потребность в топливе для каждого энергоисточника по видам и назначению топлива - в Главе 8 «Перспективные топливные балансы» Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.008.000.);
- оценка надежности теплоснабжения по предлагаемому варианту развития СЦТ ГО – в Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения»

Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.009.000.);

- оценка эффективности инвестиций – в Главе 10 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов (шифр 30401.ОМ-ПСТ.010.000.).

#### **4.1. Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии**

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в предлагаемом варианте развития СЦТ ГО не предусмотрено.

#### **4.2. Реконструкция существующих источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии**

В рамках мероприятий реконструкции основного оборудования на ТЭЦ ПКГО предлагается рассмотреть продление паркового ресурса (при необходимости перемаркировки) турбоагрегатов и проведение текущих капитальных ремонтов турбоагрегатов и энергетических котлов. Прогноз сроков достижения паркового ресурса строился по средней фактической наработке турбоагрегатов за последние 3 года.

Парковый ресурс турбоагрегатов принимался в соответствии с данными заводов изготовителей и РД 10-577-03 «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций».

Также в рамках текущих и капитальных ремонтов турбоагрегатов предлагается осуществление плановых капитальных ремонтов при наработке каждые 35 тыс. ч.

#### **4.3. Реконструкция существующих котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Реконструкция котельных с целью выработки на них электроэнергии в комбинированном цикле с выработкой тепловой энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок в предлагаемом варианте развития СЦТ ГО не предусмотрено.

#### **4.4. Реконструкция или ликвидация котельных с целью переключения потребителей на обслуживание от энергоисточников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ)**

Предложения по переключению абонентов котельных на обслуживание от ТЭЦ разрабатываются в соответствии с требованиями Ф3-190 «О теплоснабжении», постановления Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., а также с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения.

Фактический коэффициент теплофикации (отношение располагаемой тепловой мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов к «фактической» тепловой нагрузке на коллекторах станции) для ТЭЦ ПКГО по отчетному состоянию 2014 года составлял 1,27, что значительно выше проектного коэффициента станций и еще более значительно выше оптимального.

Число часов использования установленной тепловой мощности отборов паротурбинных агрегатов ТЭЦ по итогам работы в 2014 году составило всего порядка 2 700 часов в год.

Приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии является одним из обязательных критериев принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения (в соответствии со ст. 3 и 23 Ф3-190 «О теплоснабжении»).

В связи с изложенным, в предлагаемом варианте развития СЦТ ГО предусматриваются переключение на ТЭЦ города тепловой нагрузки 9-и котельных

ПАО «Камчатскэнерго»: котельная №34 «Электрокотельная», котельная №7 «Энергопоезд», котельная №32 «Ленинградская», котельная № 50 «101 квартал», котельная №40 «КМП», котельная № 45 «Владивостокская», котельная №62 «103 квартал», котельная №44 «Ватутина» и котельная №46 «Школа №18». И двух котельных ООО «Русский двор».

Для реконструкцию в ЦТП предлагаются котельные №№ 44, 45 и 46, остальные котельные предлагаются к ликвидации или к переводу в холодный резерв.

Всего на ТЭЦ предусматривается переключение потребителей котельных с суммарной тепловой нагрузкой на конец 2029 года 41,16 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность данных котельных составляет 73,62 Гкал/ч.

В таблице 4.1 представлены котельные, переключаемые на ТЭЦ города Петропавловск-Камчатский.

Таблица 4.1 – Котельные, для которых предусматривается переключение потребителей на обслуживание от ТЭЦ

Котельная	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Планируемая нагрузка в 2030 г., Гкал/ч	Год переключения	ТЭЦ
Котельная №34 Электрокотельная	0,86	0,44	2016	ТЭЦ-1
Котельная №7 Энергопоезд	2,80	3,41	2016	ТЭЦ-1
Котельная №32 Ленинградская	3,15	1,77	2015	ТЭЦ-1
Котельная №50 101 квартал	10,52	7,31	2019	ТЭЦ-2
Котельная №45 Владивостокская	7,50	1,49	2018	ТЭЦ-2
Котельная №40 КМП	7,50	2,41	2018	ТЭЦ-2
Котельная №62 103 квартал	15,00	7,31	2018	ТЭЦ-2
Котельная №44 Ватутина	16,69	13,02	2019	ТЭЦ-2
Котельная №46 Школа №18	5,00	1,41	2017	ТЭЦ-2
Котельная №1 ООО «Русский двор»	3,60	2,59	2020	ТЭЦ-2
Котельная №2 ООО «Русский двор»	1,00		2020	ТЭЦ-2
<b>ИТОГО:</b>	<b>73,62</b>	<b>41,16</b>		

\*По данным ООО «Русский двор» тепловая нагрузка к 2029 году в зоне действия котельных №№ 1 и 2 составит 10,54 Гкал/ч.

#### **4.5. Реконструкция котельных с увеличением установленной тепловой мощности с целью подключения планируемых к строительству перспективных абонентов**

В соответствии с перспективными балансами тепловой мощности и тепловой нагрузки, представленными в Главе 4 Обосновывающих материалов при



присоединении перспективной тепловой нагрузки до 2030 года образуется дефицит тепловой мощности в существующих зонах теплоснабжения от котельных ПАО «Камчатскэнерго»:

- Котельная № 5 «Школа № 37» - дефицит 0,04 Гкал/ч;
- Котельная № 6 «Радиоцентр» - дефицит 1,12 Гкал/ч;
- Котельная № 15 «Чавыча» - дефицит 0,09 Гкал/ч;

Необходимо отметить, что на котельных № 5 «Школа № 37» и № 15 «Чавыча» срок службы оборудования превышает регламентированный СО 153-34.17.469-2003. В связи с чем на данных котельных предлагается провести техническое перевооружение с заменой основного оборудования и АСУ ТП на более современное с увеличением установленной мощности до 0,3 Гкал/ч и 1,4 Гкал/ч соответственно в 2016 ÷ 2017 годах.

На котельной №6 «Радиоцентр» установку дополнительного генерирующего оборудования предлагается за счет установки дополнительных котлов в 2022 и 2024 году.

#### **4.6. Реконструкция котельных с целью увеличения их зоны действия за счет переключения на них нагрузки других котельных**

Предложения по переключению абонентов котельных на обслуживание от котельной №1 «11 км.» разработаны по причине наиболее эффективной работы новой котельной на газовом топливе. Котельную №1 ПАО «Камчатскэнерго» предлагается реконструировать с увеличением ее тепловой мощности до 85,5 Гкал/ч.

В предлагаемом варианте развития СЦТ ГО предусматриваются переключение на котельную №1 тепловой нагрузки 5-и котельных ПАО «Камчатскэнерго»: котельная №2 «КГТУ», котельная №43 «Чубарова», котельная №52 «108 квартал», котельная № 37 «Психдиспансер» и части тепловой нагрузки котельная №3 «Моховая».

Для реконструкции в ЦТП предлагаются котельные №№ 2 и 37, остальные котельные предлагаются к ликвидации или к переводу в холодный резерв. При

этом на реконструируемой в режим ЦТП котельной «Психдиспансер» предусматривается установка электрокотлов для обеспечения резервирования теплоснабжения потребителя 1-й категории (ГБУЗ «Камчатский краевой психоневрологический диспансер»).

Всего на котельную №1 предлагается переключение потребителей котельных с суммарной тепловой нагрузкой на конец 2029 года 41,05 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность данных котельных составляет 66,99 Гкал/ч.

В таблице 4.2 представлены котельные, переключаемые на котельную №1 «11км» ПАО «Камчатскэнерго».

Таблица 4.2 – Котельные, для которых планируется переключение потребителей на обслуживание от котельной №1

Котельная	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Планируемая нагрузка в 2030 г., Гкал/ч	Год переключения	Переключаемая нагрузка, Гкал/ч
Котельная № 2 КГУ	5,10	1,86	2019	1,86
Котельная №43 Чубарова	16,30	11,19	2017	11,19
Котельная №52 108 квартал	11,84	10,50	2018	10,50
Котельная №37 Психдиспансер	1,30	1,05	2020	1,05
Котельная №3 Моховая	32,45	16,45	2017	16,45
<b>ИТОГО:</b>	<b>66,99</b>	<b>41,05</b>		<b>41,05</b>

#### **4.7. Вывод из эксплуатации или реконструкция котельных при передаче их тепловой нагрузки на другие теплоисточники**

По факту переключения тепловой нагрузки котельных ПАО «Камчатскэнерго» на ТЭЦ города и котельную №1 «11 км» предлагается:

- Реконструкция котельных ПАО «Камчатскэнерго» с целью их переоборудование в ЦТП: котельная № 45 «Владивостокская», котельная №44 «Ватутина», котельная №46 «Школа №18», котельная №2 «КГТУ», котельная № 37 «Психдиспансер»;
- Вывод из эксплуатации котельных ПАО «Камчатскэнерго»: №40 «КМП», № 7 «Энергопоезд», №34 «Электрокотельная», № 50 «101 квартал», №62 «103 квартал», №3 «Моховая», №32 «Ленинградская», котельная №43 «Чубарова», котельная №52 «108 квартал», котельная №13 «Октябрьская», и котельных №№1 и 2 ООО «Русский двор».

Предлагается вывод из эксплуатации дизельной и электрической №1

котельных МУП «УМиТ».

#### **4.8. Техническое перевооружение котельных с заменой основного и вспомогательного оборудования с целью повышения эффективности выработки тепловой энергии**

Предлагается осуществлять реконструкцию (замену или капитальный ремонт) оборудования котельных исходя из назначенного СО 153-34.17.469-2003 срока службы котлов (паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет).

В таблице 4.3 представлены котельные, предлагаемые к реконструкции по сроку службы основного оборудования.

Таблица 4.3 – Котельные, предлагаемые к реконструкции по срокам службы основного оборудования

№ п/п	Котельные	Адрес	Цель реконструкции
1	Котельная №42 - "Заозерная"	ул. Школьная, 11а	Реконструкция по сроку службы котлов
2	Котельная №17 - "Чапаевка"	ул. Фурманова, 7а	Реконструкция по сроку службы котлов
3	Котельная №16 - "Долиновка"	ул. Ракетная, 11	Реконструкция по сроку службы котлов
4	Котельная №14 - "Халактырка"	ул. Невского, 1а	Реконструкция по сроку службы котлов
5	Котельная №25 - "Нагорный"	п. Нагорный	Реконструкция по сроку службы котлов
3	Котельная №26 - "Тундровый"	п. Тундровый	Реконструкция по сроку службы котлов
7	Котельная №18 - "Завойко"	п. Завойко	Реконструкция по сроку службы котлов
8	Котельная 8-56	п. Сероглазка	Реконструкция по сроку службы котлов
9	Котельная 27-18	ул. Тундровая	Реконструкция по сроку службы котлов
10	Котельная 33-25	п. Радыгина	Реконструкция по сроку службы котлов
11	Котельная 48-106	п. Тундровый	Реконструкция по сроку службы котлов
12	Котельная 6-1	ул. Лукашевского	Реконструкция по сроку службы котлов
13	Котельная 18-43	п. Верхняя Англичанка	Реконструкция по сроку службы котлов
14	Котельная, ул. Днепровская	Днепровская	Реконструкция по сроку службы котлов

В связи с тем, что тепловая нагрузка котельной №13 «Октябрьская» составляет 0,05 Гкал/ч при установленной тепловой мощности 0,3 Гкал/ч, предлагается вывести из эксплуатации данную котельную с переводом ее абонентов на индивидуальное теплоснабжение (с установкой электродкотлов).

#### **4.9. Реконструкция промышленных котельных**

В соответствии с Главой 2 Обосновывающих материалов при актуализации схемы теплоснабжения принимается допущение, что возможный прирост теплопотребления при увеличении объемов производимой продукции промышленными предприятиями будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий. Значение существующего теплопотребления для промышленных предприятий принимается неизменным на период до 2030 г. Таким образом, организация теплоснабжения в производственных зонах ПКГО остается неизменной.

Решения по реконструкции промышленных котельных по той или иной причине остается на усмотрение собственников котельных.

#### **4.10. Перевод котельных в пиковый режим работы с ТЭЦ**

Перевод в пиковый режим работы котельных с источниками тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в предлагаемом варианте теплоснабжения ГО не предусмотрено.

#### **4.11. Строительство новых энергоисточников**

В предлагаемом варианте развития СЦТ ГО рассматривается строительство двух новых автоматизированных угольных котельных для теплоснабжения прогнозируемых тепловых нагрузок удаленных от существующих источников теплоснабжения районов перспективной застройки с установленной тепловой мощностью:

- 5 Гкал/ч для теплоснабжения перспективной застройки пос. Дальний и существующей застройки с/х Петропавловский;
- 1,5 Гкал/ч для теплоснабжения перспективной застройки в Восточном планировочном районе города (см. п. 3.4 данного отчета).