



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

СУЭНКО

Актуализированная схема теплоснабжения г. Тобольска на 2018-2032 годы



Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

Книга 6 Разработка вариантов
перспективного развития системы
теплоснабжения г. Тобольска. Предложения
по строительству, реконструкции и
техническому перевооружению источников
тепловой энергии
(ОМ ПСТ 06.00)



Тюмень, 2018

Состав документа

Наименование документа	Шифр
Обосновывающие материалы. Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.	ОМ ПСТ 01.00
Обосновывающие материалы. Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	ОМ ПСТ 02.00
Обосновывающие материалы. Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения г. Тобольска (С приложением отлаженной и откалиброванной под расчетный и фактические режимы работы электронной модели системы теплоснабжения г. Тобольска)	ОМ ПСТ 03.00
Обосновывающие материалы. Книга 4. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	ОМ ПСТ 04.00
Обосновывающие материалы. Книга 5. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	ОМ ПСТ 05.00
Обосновывающие материалы. Книга 6. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	ОМ ПСТ 06.00
Обосновывающие материалы. Книга 7. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	ОМ ПСТ 07.00
Обосновывающие материалы. Книга 8. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе аварийные режимы	ОМ ПСТ 08.00
Обосновывающие материалы. Книга 9. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Перспективные топливные балансы	ОМ ПСТ 09.00
Обосновывающие материалы. Книга 10. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Оценка надежности теплоснабжения;	ОМ ПСТ 10.00
Обосновывающие материалы. Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение;	ОМ ПСТ 11.00
Обосновывающие материалы. Книга 12. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.	ОМ ПСТ 12.00
Обосновывающие материалы. Книга 13. Сводный Том изменений при актуализации схемы теплоснабжения	ОМ ПСТ 13.00
Утверждаемая часть. Схема теплоснабжения г. Тобольска на 2018-2032 годы.	УЧ ПСТ 14.00

Книга 6. Разработка вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Тобольска. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Содержание

Перечень принятых сокращений	5
Общие положения	7
Глава 6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	8
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	8
6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	18
6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	18
6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	19
6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	19
6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	23
6.7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	28
6.8 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	28
6.9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями.....	28
6.10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Тобольска.....	33
6.11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города Тобольска и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	37
6.12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения,	

позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе..... 37

Приложения

Приложение 1. Финансовые потребности для реализации предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии г. Тобольска

Приложение 2. Обоснование вариантов моделирования перераспределения нагрузки между котельными г. Тобольска.

Приложение 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения основных источников тепловой энергии г. Тобольска.

Перечень принятых сокращений

Сокращение	Пояснение
АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БМК	Блочная-модульная котельная
ВК	Ведомственная котельная
ВПУ	Водоподготовительная установка
ГВС	Горячее водоснабжение
ГТУ	Газотурбинная установка
ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
ИП	Инвестиционная программа
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
МК, КМ	Муниципальная котельная
МО ГО город Тобольск, город Тобольск, г. Тобольск, Тобольск	Муниципальное образование городской округ город Тобольск
НВВ	Необходимая валовая выручка
НДС	Налог на добавленную стоимость
ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
НС	Насосная станция
НТД	Нормативная техническая документация
НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
ПАО «СУЭНКО»	До 01.07.2014 г.- Открытое акционерное общество «Тепло Тюмени». С 01.07.2014 г. - «Тепло Тюмени» - филиал ОАО «СУЭНКО». С января 2015 г. - «Тепло Тюмени» - филиал Публичного акционерного общества «Сибирско-Уральская энергетическая компания». С марта 2018 г. - Публичное акционерное общество «Сибирско-Уральская энергетическая компания»
ОАО «УТСК»	ОАО «Уральская теплосетевая компания» Тобольский филиал
ОВ	Отопление и вентиляция
ОДЗ	Общественно-деловая застройка
ОДС	Оперативная диспетчерская служба
ОИК	Оперативный информационный комплекс
ОКК	Организация коммунального комплекса
ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
ПВК	Пиковая водогрейная котельная
ПГУ	Парогазовая установка
ПИР	Проектные и изыскательские работы
ПНС	Повысительно-насосная станция
ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации

Сокращение	Пояснение
ППМ	Пенополиминерал
ППУ	Пенополиуретан
ПСД	Проектно-сметная документация
СМР	Строительно-монтажные работы
СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
ТРО	Тобольское региональное отделение
ТФУ	Теплофикационная установка
ТЭ	Тепловая энергия
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ТЭЦ	Теплоэлектроцентральный
УРУТ	Удельный расход условного топлива
УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
ФОТ	Фонд оплаты труда
ФСТ	Федеральная служба по тарифам
ХВО	Химводоочистка
ХВП	Химводоподготовка
ЦТП	Центральный тепловой пункт
ЭБ	Энергоблок
ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Тобольска

Общие положения

Схема теплоснабжения г. Тобольска на 2018-2032 годы разработана ПАО «СУЭНКО» на основании п. 22 Постановления Правительства РФ №154 от 22 февраля 2012 г. «Требования к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения».

Схема теплоснабжения разработана в составе обосновывающих материалов и утверждаемой части, разделенных на Книги.

Формирование предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии г. Тобольска осуществлено в соответствии с п. 41 Требований и на основании сформированного в Томе 3 Обосновывающих материалов прогноза спроса на тепловую мощность и энергию.

Глава 6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения города учтены:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Варианты развития системы теплоснабжения обоснованы в Мастер-плане.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии приведен в Приложении 1.

6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Организация централизованного и индивидуального теплоснабжения осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Правилами подключения к системам теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», и иными действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации, Тюменской области и г. Тобольска.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрено:

- централизованное теплоснабжение в районах высокоплотной и среднеплотной многоэтажной застройки (многоквартирные жилые дома);
- использование индивидуальных источников тепловой энергии для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде, в районах индивидуальной малоэтажной застройки (усадебная застройка).

В рамках реализации Схемы теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления предусмотрено развитие системы теплоснабжения, в т.ч.:

- теплоснабжение Нагорной части г. Тобольска от Тобольской ТЭЦ, теплоснабжение остальных районов от локальных котельных;
- в Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в

зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на 2-м этапе в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14.

- в мкр. Менделеево – централизованное теплоснабжение сохраняется от муниципальной котельной (котельная № 22) с ее реконструкцией с увеличением мощности;

- в мкр. Иртышский – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий по прежней схеме от котельных, работающих на природном газе (котельные №№ 20, 3). Реконструкция котельных № 3, № 20 завершена в 2014 г.

- в п. Сумкино – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от локальных котельных. Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных № 2, 9, 11.

- в ТО Левобережье – сохранение существующей системы отопления (от котельных №№ 15, 19);

- предусмотрено переключение потребителей котельной для объектов мкр. Панин Бугор на новую локальную котельную на 2-м этапе;

- отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов;

- теплоснабжение промышленных потребителей сохранится от собственных котельных. Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

В соответствии с требованиями действующего законодательства в период до 2022 г. предусмотрен поэтапный переход от открытой к закрытой системе теплоснабжения по графику (табл. 1).

Таблица 1

График перевода потребителей г. Тобольска с открытой на закрытую систему горячего водоснабжения

№ п/п	Наименование объекта	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	Промзона от ТЭЦ				X		
2	Промзона от ГК				X		
3	15 мкр.				X		
4	10 мкр.				X		
5	10Б мкр.				X		
6	3Б мкр.				X		
7	9 мкр.				X		
8	8 мкр.				X		
9	4 мкр.				X		
10	3А мкр.				X		
11	п. Панин бугор				X		
12	3 мкр.					X	
13	7 мкр.					X	
14	6 мкр.					X	
15	Историческая часть					X	
16	7А мкр.					X	
17	12 мкр.					X	
18	Подгорная часть						X
19	мкр. Менделеево						X
20	мкр. Иртышский						X
21	мкр. Юго-Восточный						X
22	п. Сумкино						X
23	ТО Левобережье						X

В соответствии с п. 9 ст. 29 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 01.01.2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Органы местного самоуправления г. Тобольска должны принять решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и о переводе абонентов, подключенных (технологически присоединенных) к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения (Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»).

В соответствии с требованиями действующего законодательства на перспективу до 2031 г. предусмотрено:

- сохранение существующих систем горячего водоснабжения от ЦТП в мкр. 7, 7А;

- сохранение существующих систем горячего водоснабжения от котельных №9, 11 в п. Сумкино;

- поэтапный перевод существующих потребителей микрорайонов г. Тобольска (0,8 тыс. потребителей) с открытой на закрытую систему горячего водоснабжения до 2022 г. согласно графику с обеспечением подготовки воды в автоматизированных индивидуальных тепловых пунктах (АИТП) (табл. 1);

- подключение (технологическое присоединение) всех перспективных потребителей (объектов капитального строительства) к централизованным системам теплоснабжения по закрытой схеме;

- преимущественное централизованное горячее водоснабжение объектов перспективного многоэтажного строительства с подготовкой горячей воды в АИТП.

Новое строительство ЦТП для обеспечения перспективных потребителей горячей водой не предусмотрено.

Реализация мероприятий по переходу с открытой на закрытую систему горячего водоснабжения приведет к перераспределению нагрузки на сети водоснабжения и теплоснабжения, изменению гидравлических режимов сетей.

При переходе на закрытую схему горячего водоснабжения предусматривается подготовка воды в тепловых пунктах потребителей, установка в тепловых пунктах жилых домов и иных объектов модулей приготовления горячей воды, включая теплообменное оборудование, циркуляционные насосы, запорную и регулирующую арматуру с автоматическим управлением по температуре горячей воды в контуре потребителя.

Для обеспечения горячего водоснабжения при переходе на закрытую систему теплоснабжения предусматривается установка автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с системами учета, регулирования и диспетчеризации для обеспечения высоких параметров по энергосбережению согласно СП 41-101-95 («Проектирование тепловых пунктов»).

Мероприятия, обеспечивающие организацию централизованного теплоснабжения

Согласно статье 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных данным федеральным законом и «Правилами подключения к системам теплоснабжения», утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, являющегося для теплоснабжающих и теплосетевых организаций публичным. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются «Правилами подключения к системам теплоснабжения», утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение объекта к системе централизованного теплоснабжения осуществляется при наличии технической возможности подключения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе

теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе. С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

В целях обеспечения централизованного теплоснабжения в рамках реализации Схемы теплоснабжения для обеспечения наличия свободной

тепловой мощности предусмотрено новое строительство источника тепловой энергии, обеспечивающего прирост перспективной тепловой нагрузки, которое включает строительство котельной взамен котельной №8.

Строительство котельной взамен существующей котельной № 8 направлено на повышение степени надежности системы теплоснабжения для существующих потребителей и обеспечение необходимого резерва мощности источника теплоснабжения для подключения перспективных потребителей.

Новое строительство источников теплоснабжения обусловлено необходимостью обеспечения новых потребителей услугами теплоснабжения с учетом планов застройки территории города.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (для обеспечения наличия свободной тепловой мощности) в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, которая включает следующие мероприятия:

- в мкр. Менделеево: реконструкция котельной № 22 с увеличением мощности до 18 Гкал/ч, в т.ч. ПСД;

- в Подгорной части: реконструкция котельной № 4 с увеличением мощности до 10 Гкал/ч, в т.ч. ПСД.

Главной целью реализации предлагаемых мероприятий является повышение эффективности теплоснабжения потребителей, обеспечение безопасности и надежности эксплуатации системы теплоснабжения.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (далее – АСУ ТП), используемые, как для основных, так и для вспомогательных процессов, играют важную роль в управлении энергоэффективностью. АСУ ТП является составной частью общей системы мониторинга. Модернизация АСУ котельных обеспечивает повышение производительности и уровня производственной безопасности, сокращение потребности в техническом обслуживании, увеличение срока службы технологического оборудования, более высокое и стабильное качество услуг, сокращение потребности в рабочей силе.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена диспетчеризация и установка приборов учета тепловой энергии.

В целях обеспечения надежности теплоснабжения предусмотрено новое строительство котельной для потребителей микрорайона «Панин бугор».

Фактическая присоединенная тепловая нагрузка микрорайона составляет 2,77 Гкал/ч, перспектива строительства отсутствует, динамика нагрузок – снижение (ветхое и аварийное жилье), останутся административные здания и часть жилого фонда.

Район подключен к системе теплоснабжения ТЭЦ через трубопровод переменного диаметра 250-500 мм, протяженностью порядка 5 км, сроком эксплуатации 36 лет (1982 год), техническое состояние неудовлетворительное. Такое несоответствие диаметра трубопровода и присоединенной нагрузки обусловлено тем, что ранее в 80-90х годах к нему была присоединена значительная нагрузка промышленных предприятий и административных зданий, которые впоследствии перешли на индивидуальное теплоснабжение (газовое и электрическое).

Низкое качество теплоснабжения микрорайона обусловлено высокими тепловыми потерями из-за низкой скорости циркуляции на 5 километровом участке большого диаметра (падение температуры в подающем трубопроводе составляет до 20°C), а также из-за исчерпания эксплуатационного ресурса трубопровода. Каждый отопительный сезон происходят не менее 5 аварийных отключений для устранения повреждений.

Полученное в 2016 году заключение экспертизы промышленной безопасности участка тепловой сети до микрорайона Панин Бугор предписывает срок эксплуатации трубопровода до 2020 года.

Оптимальным решением проблемы качества теплоснабжения для потребителей микрорайона Панин Бугор является строительство эффективной блочной котельной непосредственно в районе теплопотребления.



Рисунок. Теплоснабжение мкр. Панин бугор

Определение условий организации индивидуального теплоснабжения

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано в следующих случаях:

- при отсутствии резервов по теплоснабжению;
- при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника);
- при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

В соответствии с приведенными выше критериями использования централизованного теплоснабжения в п. 6.9 выполнен анализ и определено, что районы перспективной усадебной застройки не обеспечены тепловыми сетями, при этом существует возможность подключения к сетям газоснабжения. Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано для усадебной застройки Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, «Анисимово», мкр. «Защитино»), Подгорной части, мкр. Иртышский,

п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево, пер. Вертолетной, в Юго-Восточном районе в связи с тем, что прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна.

На этот же вид отопления и горячего водоснабжения предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

Индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде; для малоэтажных (до трех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га; для социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырёх этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения.

В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Использование индивидуальных источников тепловой энергии в многоквартирных домах (крышных котельных) не предусматривается.

В соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень, которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе допускается только при полной проектной реконструкции инженерных систем дома с соблюдением требований действующего законодательства (свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе», Жилищный кодекс Российской Федерации и др.).

Полная проектная реконструкция инженерных систем дома предполагает реконструкцию общей системы теплоснабжения дома, общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода, и системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления не планируется.

6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Источником комбинированной выработки тепла и электроэнергии в г. Тобольске является Тобольская ТЭЦ.

Предложения по новому строительству генерирующих мощностей (с мощностью более 25 МВт) с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики». На основании вышеуказанного документа, ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» разработана «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы». Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».

Также территория г. Тобольска включена в Схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2016-2020 годы, утв. распоряжением Правительства Тюменской области от 03.07.2015 г. № 903-рп.

Указанные выше документы не предусматривают строительство новых источников комбинированной выработки с мощностью более 25 МВт на территории г. Тобольска. Таким образом, нормативная база, необходимая для предложения нового источника тепловой энергии с мощностью более 25 МВт с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, отсутствует.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок с мощностью более 25 МВт не планируется.

6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой

тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Анализ работы Тобольской ТЭЦ определил отсутствие дефицита мощности источника при подключении перспективной нагрузки.

Реконструкция действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Предусмотрено, что в перспективе выработка тепловой энергии осуществляется на Тобольской ТЭЦ в полном объеме (за исключением аварийной подачи тепла), работа Городской котельной № 1 - в аварийном режиме.

6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Ряд муниципальных котельных с учетом подключения существующей и перспективной нагрузки потребителей имеют избыточную мощность, некоторые котельные являются неэффективными в связи с высоким износом.

В электронной модели проведены гидравлические расчеты по обоснованию мероприятий по переключению нагрузки котельных:

- перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18);
- перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31;
- перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12).

1) *Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18).*

Суммарная присоединенная нагрузка без учета потерь тепловой энергии составит 3,519 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 14 – 8,28 Гкал/ч. Присоединение потребителей к котельной № 14 выполнено на основании сравнительных пьезометрических графиков Электронной модели системы теплоснабжения г. Тобольска (Приложение 2).

Результаты расчетов и характеристики насосного оборудования (табл. 8) представлены в Приложении 2.

Для реализации мероприятия необходимо строительство и

реконструкция сетей (рис. 1, Приложение 2 табл. 9).

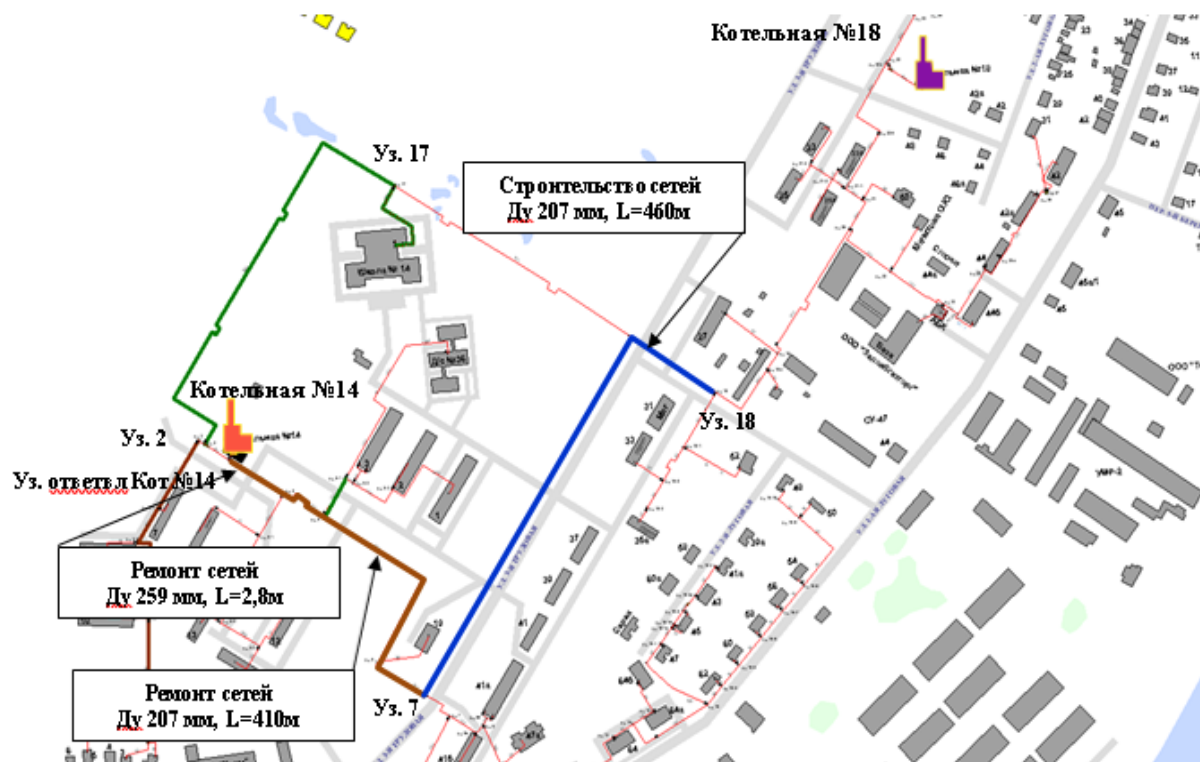


Рисунок 1. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 1

2) Обоснование перераспределения нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31 (рис. 2) выполнено с использованием различных вариантов моделирования переключения нагрузки:

- а) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31 (со строительством 655 м сетей, перекладкой 1225 м сетей);
- б) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31 (со строительством 507 м сетей, перекладкой 1179 м сетей);
- в) присоединение к котельной № 4 потребителей котельной № 8 с присоединенной нагрузкой 0,463 Гкал/ч;
- г) присоединение к котельной № 10 потребителей котельной № 31;
- д) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27;
- е) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 10, № 31.

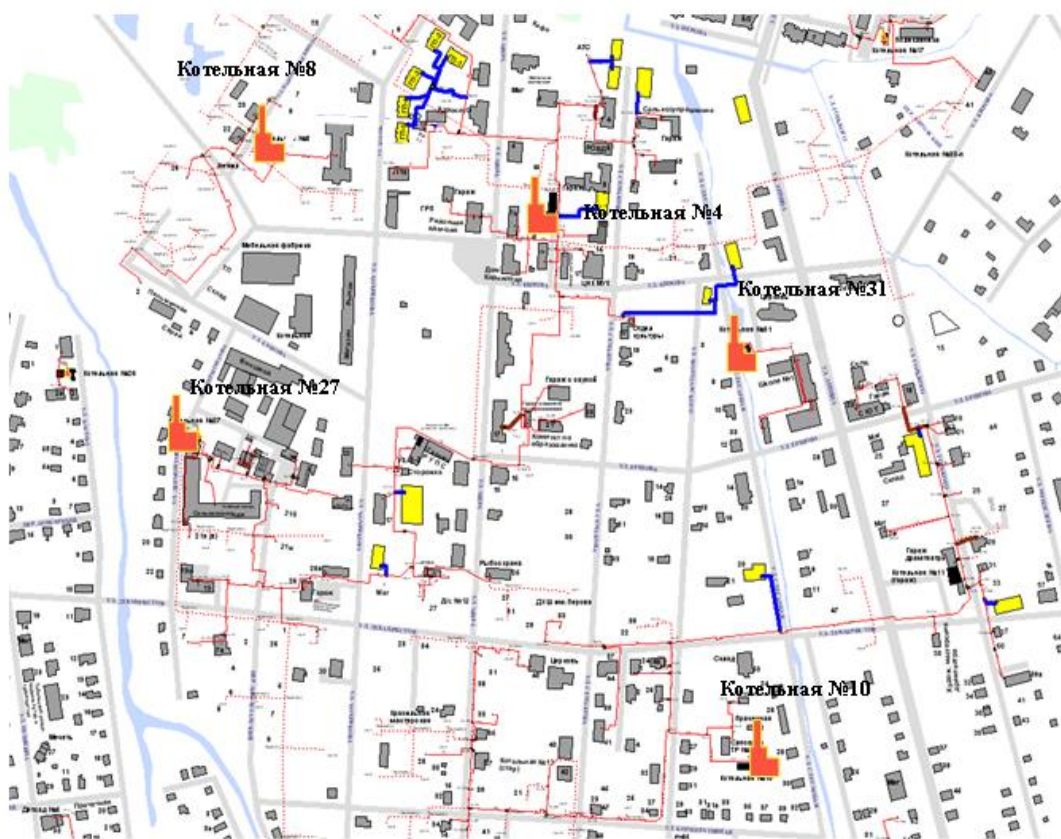


Рисунок 2. Расположение котельных №№ 4, 8, 10, 27, 31

По результатам гидравлических расчетов различных подвариантов (Приложение 2, рис. 6-11, 13-17, 19, 21, 24-30) установлено, что условию обеспечения качественного и надежного гидравлического режима в наибольшей степени соответствует подвариант б) (рис. 3), предусматривающий строительство и реконструкцию тепловых сетей (Приложение 2, табл.12).

Результаты расчетов и характеристики насосного оборудования представлены в Приложении 2, табл. 10, 11, 13-19.

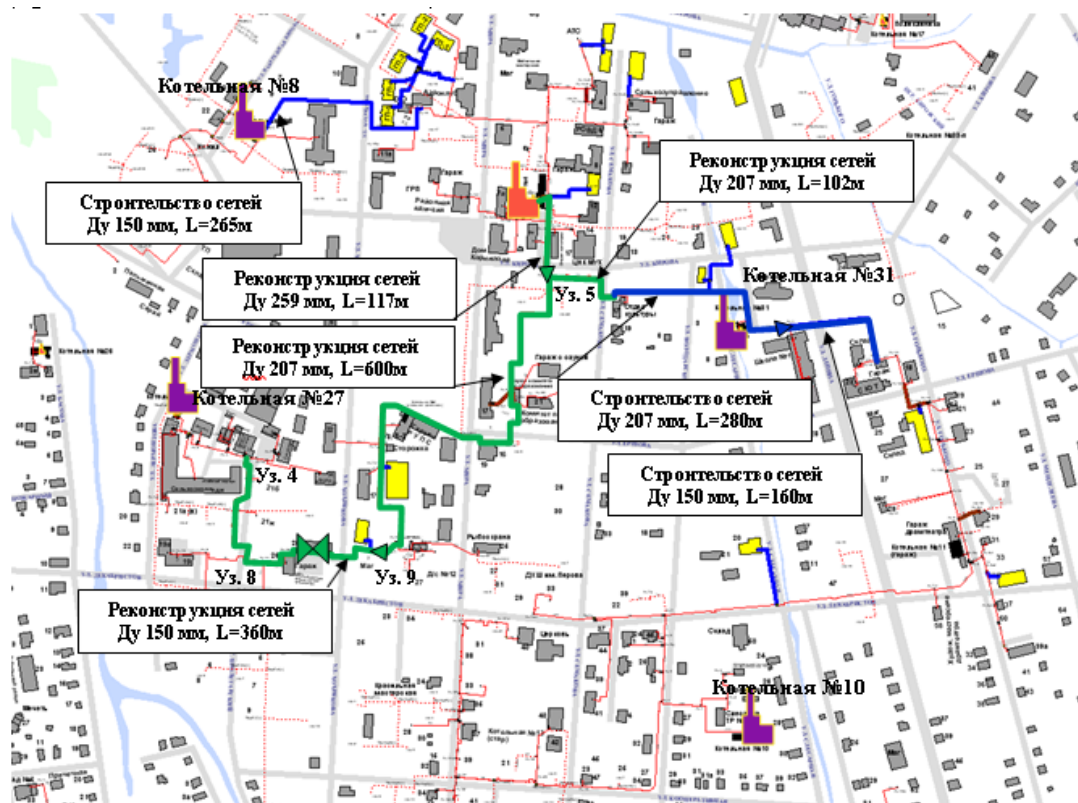


Рисунок 3. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2

3) *Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12).*

Суммарная присоединенная нагрузка без потерь составит 1,191 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 5 – 4,31 Гкал/ч. Присоединение потребителей к котельной № 5 выполнено на основании сравнительных пьезометрических графиков Электронной модели системы теплоснабжения г. Тобольска (Приложение 2). Результаты расчетов и характеристики насосного оборудования представлены в Приложении 2.

Для реализации мероприятия необходимо строительство и реконструкция сетей (рис. 4, Приложение 2, табл. 20).

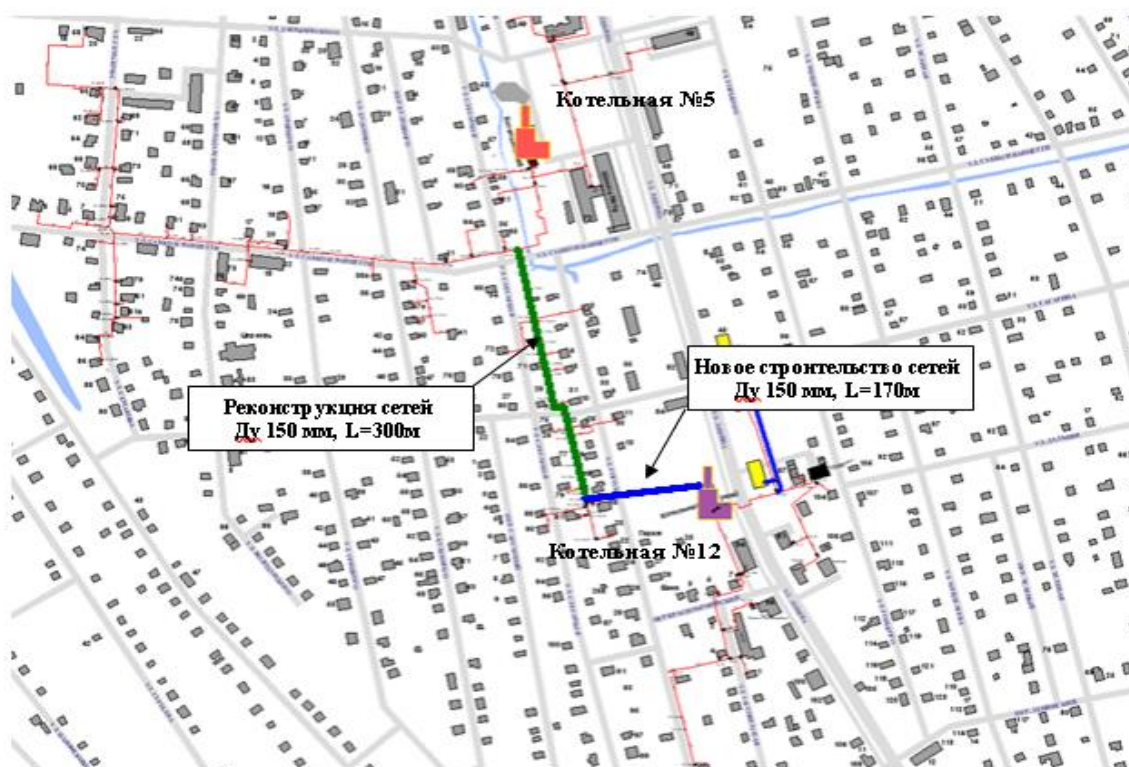


Рисунок 4. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 3

6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок предусмотрены мероприятия:

- строительство Городской насосной станции;
- строительство резервного источника (мощностью 69 Гкал/ч (80 МВт));
- ликвидация Городской котельной № 1 (ГК-1);

При аварии на Тобольской ТЭЦ или на магистральном трубопроводе от Тобольской ТЭЦ и прекращении подачи теплоносителя для незамерзания системы теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска до момента устранения аварии Городская котельная № 1 (ГК-1) должна обеспечить:

- постоянную циркуляцию теплоносителя в системе теплоснабжения;
- подогрев воды из обратного трубопровода на 10 °С;
- подпитку тепловой сети из баков-аккумуляторов ГК-1. Величина подпитки зависит от потерь теплоносителя в системе теплоснабжения и

величины открытого водоразбора и не должна превышать 145 т/ч в среднем за 48 ч (на время устранения аварий за предыдущие периоды).

Режим работы ГК-1 должен обеспечить на период ликвидации аварии (но не более чем 54 ч):

- исключение замерзания (разморозки) магистральных трубопроводов;
- обеспечение тепловой энергией потребителей первой, второй и третьей категории, достаточной для неснижения температуры в жилых и общественных зданиях до 12 °С, в промышленных зданиях до 8 °С.

Объем финансирования для реализации мероприятий по реконструкции ГК-1 определен на основании предложений по аналогичному оборудованию и составляет 307,1 млн. руб.

Для решения вопроса резервирования предусмотрено проведение модернизации городской котельной № 1 (ГК-1) с переводом в аварийный режим работы для обеспечения догрева теплоносителя до необходимых параметров теплоснабжения и ГВС.

«Аварийный режим» работы Городской котельной № 1 (ГК-1) – режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями.

Основные параметры Городской котельной № 1 (ГК-1) после реконструкции:

- установленная тепловая мощность – 69 Гкал/ч (80 МВт);
- система теплоснабжения для потребителей – двухтрубная, закрытая;
- основное топливо – природный газ (ГОСТ 5542-87);
- категория объекта по теплоснабжению – вторая (по п.18. 11 СНиП II-35-76);
- категория объекта по электроснабжению – вторая;
- режим работы – круглосуточный, круглогодичный;
- категория по надежности отпуска тепла потребителям – вторая;
- система теплоснабжения – закрытая;
- температурный график – 130/70 °С.

Параметры оборудования источника уточняются при разработке проектно-сметной документации.

При разработке проекта реконструкции Городской котельной при ее переводе в пиковый режим необходимо предусмотреть:

- реконструкцию мазутного хозяйства, обеспечивающего работу источника при ограничении подачи газа;
- замену установленных баков-аккумуляторов;
- использование энергоэффективного оборудования, внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ), диспетчеризации, комплексной системы учета энергоресурсов и др.

Предлагаемые профили оборудования, устанавливаемого после реконструкции городской котельной № 1 (ГК-1) и ее перевода в аварийный режим представлены в табл. 2.

Параметры оборудования источника уточняются при разработке проектно-сметной документации.

Работа Городской котельной № 1 (ГК-1) как резервного источника в период ликвидации аварии

Расчет необходимой мощности источника – Городской котельной № 1 (ГК-1) производится из условия обеспечения постоянной циркуляции теплоносителя и подогрева воды из обратного трубопровода на 10 °С для обеспечения незамерзания системы теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска в течение 48 ч (время устранения аварий за предыдущие периоды).

Расчетные условия приняты на основании расчетов электронной модели:

- расход воды в подающем трубопроводе $M_1=5143$ т/ч;
- температура воды в подающем трубопроводе $T_1=80$ °С;
- расход воды в обратном трубопроводе $M_2=5083$ т/ч;
- температура воды в обратном трубопроводе $T_2=70$ °С.

Количество тепловой энергии ($Q_{и}$), отпущенное источником тепловой энергии для систем теплоснабжения с непосредственным водоразбором из тепловой сети, рассчитывается по формуле п. 15 Приказа Министерства строительства и ЖКХ Российской Федерации от 17.03.2014 г. № 99/пр «Об утверждении методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»:

$$Q_{и} = \left[\int_{T_0}^{T_i} M_1 \times (h_1 - h_{хв}) \times dT - \int_{T_0}^{T_i} M_2 \times (h_2 - h_{хв}) \times dT \right] \times 10^{-3}, \text{ Гкал}$$

где:

T_0 – время начала отчетного периода, ч;

T_i – время конца отчетного периода, ч;

M_1 – масса теплоносителя, отпущенного источником тепловой энергии по подающему трубопроводу, т;

h_1 – удельная энтальпия теплоносителя в подающем трубопроводе, ккал/кг (для $t=80^\circ\text{C}$ $h=80,1$ ккал/кг);

$h_{хв}$ – удельная энтальпия холодной воды, используемой для подпитки на вводе источника тепловой энергии, ккал/кг (для $t=5^\circ\text{C}$ $h=5$ ккал/кг);

M_2 – масса теплоносителя, возвращенного на источник тепловой энергии по обратному трубопроводу, т;

h_2 – удельная энтальпия теплоносителя в обратном трубопроводе, ккал/кг (для $t=70^\circ\text{C}$ $h=70,1$ ккал/кг).

Из формулы получим:

$$Q_{и} = (5143 \times (80,1 - 5) - 5083 \times (70,1 - 5)) / 1000 = (386239,3 - 330903,3) / 1000 = 55,34 \text{ Гкал/ч}$$

Расчетный необходимый объем выработки тепла на источнике для подогрева теплоносителя на 10 °С – не менее 55,3 Гкал/ч.

С учетом КПД котельного оборудования минимальная мощность котлов не менее – 63 Гкал/ч.

Подпитка тепловой сети при аварии на Тобольской ТЭЦ производится от ГК-1. Резервные емкости под воду, установленные на ГК-1 5000 м³ x 2 шт. являются буфером, при отсутствии водоразбора, регулируют давление в обратном трубопроводе на Тобольской ТЭЦ. Полезный объем баков-аккумуляторов составляет 7000 м³.

В штатном режиме работы Тобольской ТЭЦ подпиточные насосы 7 гр. (СЭ 800-100-11 - 1 шт.) и 9 гр. (Д 630-90-1 шт.) выкачивают воду для подпитки теплосети с баков-аккумуляторов. Аккумуляторные баки заполняются в ночное время при минимальном водоразборе. Подпиточные насосы Городской котельной № 1 (ГК-1) также регулируют давление на всасе сетевых насосов 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5 шт., из них 2 шт. – в резерве), установленных на прямом подающем трубопроводе на город и обеспечивающих увеличение или уменьшение давления в трубопроводе.

При прекращении подачи теплоносителя от Тобольской ТЭЦ подпитка будет полностью производиться из баков-аккумуляторов ГК-1. Величина подпитки будет зависеть от потерь теплоносителя в системе теплоснабжения и величины открытого водоразбора и не должна превышать 145 т/ч в среднем за 48 ч.

6.7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Предусмотрено расширение зоны действия Тобольской ТЭЦ с подключением всех новых микрорайонов Нагорной части г. Тобольска. Перспективная нагрузка новых микрорайонов 47,8 Гкал/ч.

Дополнительное подключение нагрузки Подгорной части г. Тобольска к Тобольской ТЭЦ не предусматривается в связи с нахождением потребителей за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника и значительных расходов на переключение нагрузки, источник финансирования которых не может быть определен.

6.8 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

- вывод из эксплуатации (консервация) котельных №№ 8, 10, 27, 31;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №12;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №18;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №26;
- переключение нагрузок потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31; 12; 18 на котельные №№ 4, 5, 14;
- установка системы диспетчеризации;
- установка приборов учета тепловой энергии.

6.9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано при отсутствии резервов по теплоснабжению, при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника), при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

В соответствии с Генеральным планом и утвержденными проектами планировок г. Тобольска в зону действия индивидуальных источников

тепловой энергии г. Тобольска в перспективном периоде включены районы с индивидуальной низкоэтажной (усадебной) застройкой:

- усадебная застройка Подгорной части (кварталы 5, 6, 7, 17, 18, 20, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51) (за пределами расчетного срока);
- усадебная застройка Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, «Анисимово», микрорайон «Защитино»);
- усадебная застройка мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево.

В соответствии с приведенными выше критериями использования централизованного теплоснабжения сформирован сравнительный анализ условий организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения, затрат по организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения в рассматриваемых районах (табл. 3).

В результате анализа определено, что районы перспективной усадебной застройки не обеспечены тепловыми сетями, при этом существует возможность подключения к сетям газоснабжения.

Таблица 2

Сравнительный анализ условий организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения

№ п/п	Микрорайон	Критерии децентрализации			
		Наличие возможности подключения к сетям централизованного теплоснабжения		Целесообразность газоснабжения	
		наличие (+)/ отсутствие (-) магистральных и распределитель- ных сетей теплоснабжения	наличие (+)/ отсутствие (-) резерва мощности источника	наличие газопроводов	целесо- образность
1	12 мкр.	-	+	+ Технические условия № 1493 от 10.11.2006 г. «На газоснабжение г. Тобольска, 12 мкр.»	+
2	16 мкр.	Планируется	+	+ Источником газоснабжения - действующий стальной подземный газопровод «Распределительный газопровод высокого давления в районе д. Защитино (кооп. «Строитель»)	+
3	18 мкр.	-	+	+ Газоснабжение в соответствии с техническими условиями № 250 от 12.12.2006г., от распределительного газопровода высокого давления газоснабжения поселка усадебного типа ПО «Сургутгазпром»	+
4	19 мкр.	-	+	+ Источником газоснабжения является действующий стальной подземный газопровод «Распределительный газопровод высокого давления в районе д. Защитино (кооп. «Строитель»)	+
5	«Анисимово»	-	+	+ Проектом предусмотрено расширение сетей газоснабжения в г. Тобольске микрорайон «Анисимово». Проектируемый газопровод – распределительный, предназначен для газоснабжения жилых домов микрорайона «Анисимово» от существующего подземного газопровода среднего давления	+

№ п/п	Микрорайон	Критерии децентрализации			
		Наличие возможности подключения к сетям централизованного теплоснабжения		Целесообразность газоснабжения	
		наличие (+)/ отсутствие (-) магистральных и распределитель- ных сетей теплоснабжения	наличие (+)/ отсутствие (-) резерва мощности источника	наличие газопроводов	целесо- образность
6	Защитино	-	+	<p style="text-align: center;">+</p> Газоснабжение микрорайона Защитино (юг) осуществляется, в соответствии с техническими условиями № 252 от 12.12.2006, от существующего газопровода «12 мкр.-Тобольский хлебозавод»	+
7	мкр. Иртышский	-	+	+	+
8	п. Сумкино	+	-	<p style="text-align: center;">+</p> Источником газоснабжения является действующий подземный газопровод «Тюменская область, г. Тобольск, трубопровод газоснабжения отвод на п. Сумкино»	+
9	Мкр. Менделеево	+	-	<p style="text-align: center;">+</p> Сети газоснабжения подключены к сетям газораспределения высокого давления	+
10	Подгорная часть	+- (на территориях усадебной застройки отсутствует)	-	Планируется строительство распределительных сетей	+

Для оценки целесообразности прокладки газопроводов проведены расчеты необходимого объема финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения) с использованием укрупненных сметных норм в соответствии с Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2014 «Наружные тепловые сети», утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2014 № 506/пр, Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-15-2011 «Сети газоснабжения», утв. Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 30.12.2011 № 643 (Приложение 12), и с учетом «Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов – укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непроизводственного назначения и инженерной инфраструктуры», утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2014 № 506/пр (табл. 4).

Таблица 3

Сравнительный анализ объемов финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения)

Вид системы	Протяженность, км	Диаметр, мм	Вид прокладки, код	Базовый, цены, тыс. руб. (в ценах 2014 г.)	Цены с учетом коэффициентов перевода от базовых цен для Тюменской области, тыс. руб. (в ценах 2014 г.) (с НДС)
Сети теплоснабжения	1 000	мин Ду 80	Надземная 13-06-002-01	4 813,83	5780,29
	1 000		Подземная бесканальная 13-05-003-01	13 631,90	16 368,75
	1 000		Подземная канальная 13-02-003-01	17 219,88	20 677,08
Сети газоснабжения	1 000	мин Ду 50	Сталь подземная 15-01-001-01	965,61	1 159,47
	1 000	мин Ду 50	Сталь надземная	777,93	934,11
	1 000	мин Ду 63	Полиэтилен, подземная	635,19	762,72

В результате расчетов получено, что расходы на строительство сетей теплоснабжения в 3,5-9,8 раз (в зависимости от вида прокладки) превышают расходы на строительство сетей газоснабжения для обеспечения тепловой энергией индивидуальных жилых домов.

Таким образом, развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано для усадебной застройки Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, «Анисимово», мкр. «Защитино»), Подгорной части, мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево, пер. Вертолетного в связи с тем, что прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна.

На этот же вид отопления и горячего водоснабжения предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

Таким образом, индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде; для малоэтажных (до трех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га; для социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырёх этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения.

В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки на индивидуальное отопление и горячее водоснабжение (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

6.10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Тобольска

Перспективы развития производственных зон приведены в Томе 3.

На расчетный срок тепловая нагрузка составит:

- технологическая нагрузка (пар) – 0,31 тыс. т/ч;
- нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС (горячая вода) – 13,26 Гкал/ч.

Планируемый объем потребления тепловой энергии в год:

- в паре – 3 435 тыс. т;
- в горячей воде – 12,264 тыс. Гкал.

По факту в 2014 г. ООО «Тобольск-Полимер» частично вырабатывал тепловую энергию на собственных производственных объектах, часть тепловой энергии, производимой на Тобольской ТЭЦ, приобретал у

ООО «Тобольск-Нефтехим». Обеспечение теплофикационной водой комплекса принято от собственных пароводяных бойлеров.

Объем потребления пара от собственных производственных объектов в 2014 г. составил 1901,965 тыс. Гкал, покупной энергии у ООО «Тобольск-Нефтехим» (с выработкой на Тобольской ТЭЦ) - 34,777 тыс. Гкал.

На 2015 г. запланированный объем тепловой энергии от собственного производства 2 344,150 Гкал.

Обеспечение предприятия ООО «Тобольск-Полимер» паром предусмотрено от собственной котельной с общей установленной мощностью 304,65 Гкал/ч.

В качестве альтернативного варианта предусмотрено обеспечение производств ООО «Тобольск-Полимер» паром и горячей водой от Тобольской ТЭЦ через теплосистему ООО «Тобольск-Нефтехим».

На интегрированном комплексе по производству полимеров ООО «ЗапСибНефтехим» («ЗапСиб-2») планируется обеспечение выпуска 2 млн. т полимеров в год.

Выработка тепловой энергии в виде пара, теплофикационной и горячей (ГВС) воды на собственные нужды предусмотрена от входящих в комплекс технологических установок (печи пиролиза - 9 ед., 124 МВт), бойлеров высокого (3 ед.) и среднего давлений (1 ед.), установки генерации пара (6 ед.) и водогрейных котлов (5 ед., 86 Гкал/час).

Проектные тепловые нагрузки (мощности) составят:

- отопление и вентиляция (90/60 °С) – 22,36 Гкал/ч;
- отопление (130/70 °С) – 42,85 Гкал/ч;
- горячее водоснабжение (60/75 °С, максимальное) – 0,196 Гкал/ч.
- пар высокого давления (11,0 МПа, 510 °С) – 651 т/ч;
- пар высокого давления (4,4 МПа, 405 °С) – 213 т/ч;
- пар среднего давления (1,25 МПа, 220 °С) – 250 т/ч.

На период строительства комплекса (на 2016-2018 гг.) предусмотрено временное подключение объекта к тепловым сетям от Тобольской ТЭЦ, с тепловой нагрузкой до 45 Гкал/ч.

Станция Денисовка находится в Восточном промышленном районе города на расстоянии 9 км от Нагорного Тобольска. Через ст. Денисовка, расположенную на территории ООО «Тобольск-Нефтехим», проходят основные грузопотоки сырья и готовой продукции ООО «Тобольск-Нефтехим». Для обеспечения тепловых нагрузок зданий, проектируемых на ст. Денисовка, предусмотрено их подключение к действующим тепловым сетям ООО «Тобольск-Нефтехим» с нагрузкой 4,28 Гкал/ч.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, приведены в табл. 5.

Изменение нагрузки тепловой энергии по производственным предприятиям в зоне действия существующих производственных котельных (40 ед.) не планируется.

Отопление отдельных торговых и производственных зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

Таблица 4

Прогнозы объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя новыми объектами, планируемых к размещению в производственных зонах г. Тобольска

Объем выработки продукции	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 гг.	2028-2032 гг.
Объем производства ООО «Тобольск-Полимер» - полипропилен	тыс. т	500	500	500	500	500	500	500
Технологическая нагрузка (пар)	тыс. т/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС (горячая вода)	Гкал/ч	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26	13,26
Объем потребления пара	тыс. т/год	3 435	3 435	3 435	3 435	3 435	3 435	3 435
Объем потребления тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал/год	12,264	12,264	12,264	12,264	12,264	12,264	12,264
ООО «Западно-Сибирский нефтехимический комбинат»								
Объем производства	тыс. т	–	–	–	–	–	2000	2000
Технологическая нагрузка (пар)	тыс. т/час	–	–	–	–	–	1,114	1,114
Нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС (горячая вода)	Гкал/ч	45	45	45	45	45	65,406	65,406
Объем потребления тепловой энергии	тыс. Гкал	45,28	45,28	45,28	45,28	45,28	45,28	45,28
Тепловая мощность Станция Денисовка	Гкал/ч	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28
Объем потребления тепловой энергии	тыс. Гкал	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
Распределение нагрузки								
Тобольская ТЭЦ (в горячей воде)	Гкал/ч	45	45	45	45	45	65,406	65,406
Собственные котлы ООО «Тобольск-Полимер» (с общей установленной мощностью)	Гкал/ч	304,65	304,65	304,65	304,65	304,65	304,65	304,65
Собственные печи ООО «Западно-Сибирский нефтехимический комбинат»	МВт (пар)	124	124	124	124	124	124	124

6.11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города Тобольска и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии определены на основании спрогнозированного в Гаве 2 прироста нагрузок потребителей и с учетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии определены на основании спрогнозированного в томе 3 прироста нагрузок потребителей и с учетом радиуса эффективного теплоснабжения (табл. 6).

Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города Тобольска и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии до 2032 г. представлен в Главе 1.

Таблица 5

Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Тобольска и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032
Нагорная часть							
Тобольская ТЭЦ (в паре)							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00
Располагаемая мощность оборудования	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00	1 428,00
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	619,30	619,30	619,30	619,30	619,30	619,30	619,30
Тобольская ТЭЦ (в горячей воде)							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	795,00	795,00	795,00	795,00	795,00	795,00	795,00

Располагаемая мощность оборудования	795,00	795,00	795,00	795,00	795,00	715,50	715,50
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	418,25	439,50	443,87	449,37	453,61	462,43	464,96
Котельная Панин бугор							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде			3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Располагаемая мощность оборудования			3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь			3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Подгорная часть							
Котельная № 4							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	10,00
Располагаемая мощность оборудования	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	10,00
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	4,14	4,49	4,48	4,48	4,48	4,48	8,03
Котельная № 5							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Располагаемая мощность оборудования	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	1,27	1,27	1,44	1,44	1,44	1,62	1,62
Котельная № 6							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
Располагаемая мощность оборудования	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14	5,14
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	2,39	2,79	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Котельная № 8							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,69	0,69	1,50	1,50	1,50	1,50	
Располагаемая мощность оборудования	0,64	0,64	1,50	1,50	1,50	1,50	
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,52	0,52	1,40	1,40	1,40	1,40	
Котельная № 10							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	

Располагаемая мощность оборудования	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	1,06	1,06	1,16	1,16	1,16	1,16	
Котельная № 12							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86		
Располагаемая мощность оборудования	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72		
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25		
Котельная № 13							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Располагаемая мощность оборудования	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Котельная № 14							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25
Располагаемая мощность оборудования	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	4,06	4,06
Котельная № 17							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Располагаемая мощность оборудования	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	1,71	1,91	1,91	2,06	2,06	2,06	2,06
Котельная № 18							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30		
Располагаемая мощность оборудования	3,73	3,73	3,73	3,73	3,73		
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15		
Котельная № 24							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая мощность	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

оборудования							
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Котельная № 25							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Располагаемая мощность оборудования	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Котельная № 27							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	
Располагаемая мощность оборудования	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	
Котельная № 29							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Располагаемая мощность оборудования	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,51	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Котельная № 31							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	
Располагаемая мощность оборудования	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
мкр. Иртышский							
Котельная № 3							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
Располагаемая мощность оборудования	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	2,44	2,44	2,44	2,87	2,87	2,87	2,87
Котельная № 20							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20

Располагаемая мощность оборудования	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92	13,92
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	11,77	11,98	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97
мкр. Менделеево							
Котельная № 22							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	18,00
Располагаемая мощность оборудования	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45	18,00
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18	14,18
Юго-Восточный район							
Котельная № 16							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Располагаемая мощность оборудования	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
ТО Левобережье							
Котельная № 15							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Располагаемая мощность оборудования	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Котельная № 19							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
Располагаемая мощность оборудования	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
п. Сумкино							
Котельная № 11							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46
Располагаемая мощность оборудования	8,80	8,80	8,80	8,80	8,80	8,80	8,80
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30

Котельная № 2							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Располагаемая мощность оборудования	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Котельная № 9							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
Располагаемая мощность оборудования	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
Район Пионерной базы							
Котельная № 28							
Установленная тепловая мощность оборудования в горячей воде	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
Располагаемая мощность оборудования	1,01	1,01	1,01	1,005	1,01	1,01	1,01
Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44

6.12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения. Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

На момент разработки Схемы теплоснабжения методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

В технической литературе приводится методика расчета двух критериев: «радиус оптимального теплоснабжения», «предельный радиус действия тепловой сети»¹. Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения проведен на основании полуэмпирических соотношений, представленных в «Нормах по проектированию тепловых сетей». В целях обеспечения сопоставимости и возможности практического применения указанных зависимостей в современных условиях проведен анализ структуры себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии в системах теплоснабжения, функционирующих в настоящее время. По результатам анализа получены эмпирические коэффициенты, позволяющие использовать уточненные зависимости для определения минимальных удельных затрат с учетом фактора времени, т.е. ценовых изменений.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения характеризуется следующей полуэмпирической зависимостью:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} S}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}}, \quad (\text{Формула 1})$$

где:

R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

¹ Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения. 2010. № 9. с. 44-49.

H – потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м вод. ст.;

b – эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π – теплоплотность района, Гкал/ч/км²;

$\Delta\tau$ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ – поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ (ГРЭС) и 1 для котельных.

После дифференциации полученного соотношения по параметру R и приравнивания к нулю производной, выводится формула для определения эффективного радиуса теплоснабжения в следующем виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}, \quad (\text{Формула 2})$$

В расчете максимальный радиус теплоснабжения представляет собой максимальное расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя по главной магистрали и распределительным сетям. В расчете радиус эффективного теплоснабжения определен по кратчайшему пути от источника до потребителя.

Расчету не подлежат категории источников тепловой энергии:

- котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения представлены в табл. 7.

Таблица 6

**Радиус эффективного теплоснабжения основных источников тепловой энергии
г. Тобольска**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Максимальный радиус теплоснабжения (расстояние до удаленного потребителя вдоль главной магистрали), км	Радиус эффективного теплоснабжения, км
1	Нагорная часть		
	Тобольская ТЭЦ	18,24	11,08
2	Подгорная часть		
	Котельная № 4	0,84	0,88
	Котельная № 5	0,97	1,01
	Котельная № 6	0,96	0,9
	Котельная № 8	0,49	0,81
	Котельная № 10	1,04	1,05
	Котельная № 12	0,41	0,85
	Котельная № 13	0,09	0,35
	Котельная № 14	1,1	0,93
	Котельная № 17	0,31	0,63
	Котельная № 18	0,97	0,96
	Котельная № 24	0,08	0,35
	Котельная № 25	0,14	0,47
	Котельная № 27	0,45	0,62
	Котельная № 29	0,25	0,62
	Котельная № 31	0,23	0,51
3	Мкр. Иртышский		
	Котельная № 3	1,74	1,04
	Котельная № 20	1,42	0,91
4	Мкр. Менделеево		
	Котельная № 22	1,54	0,99
5	Юго-Восточный		
	Котельная № 16	0,37	0,76
6	ТО Левобережье		
	Котельная № 15	0,92	0,92
	Котельная № 19	0,79	0,97
7	п. Сумкино		
	Котельная № 2	0,06	0,38
	Котельная № 9	0,63	0,9
	Котельная № 11	0,81	0,86
8	Район Пионерной базы		
	Котельная № 28	0,23	6,23

Существующая жилая и социально-административная застройка Нагорной части г. Тобольска находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения от Тобольской ТЭЦ. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода в данном районе, также находятся в границах предельного теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано, как с технической, так и с экономической точек зрения. При этом расширение зоны действия Тобольской ТЭЦ за счет подключения Подгорной части г. Тобольска экономически и технически не целесообразно, так как выходит за радиус эффективного теплоснабжения (рис. 5).

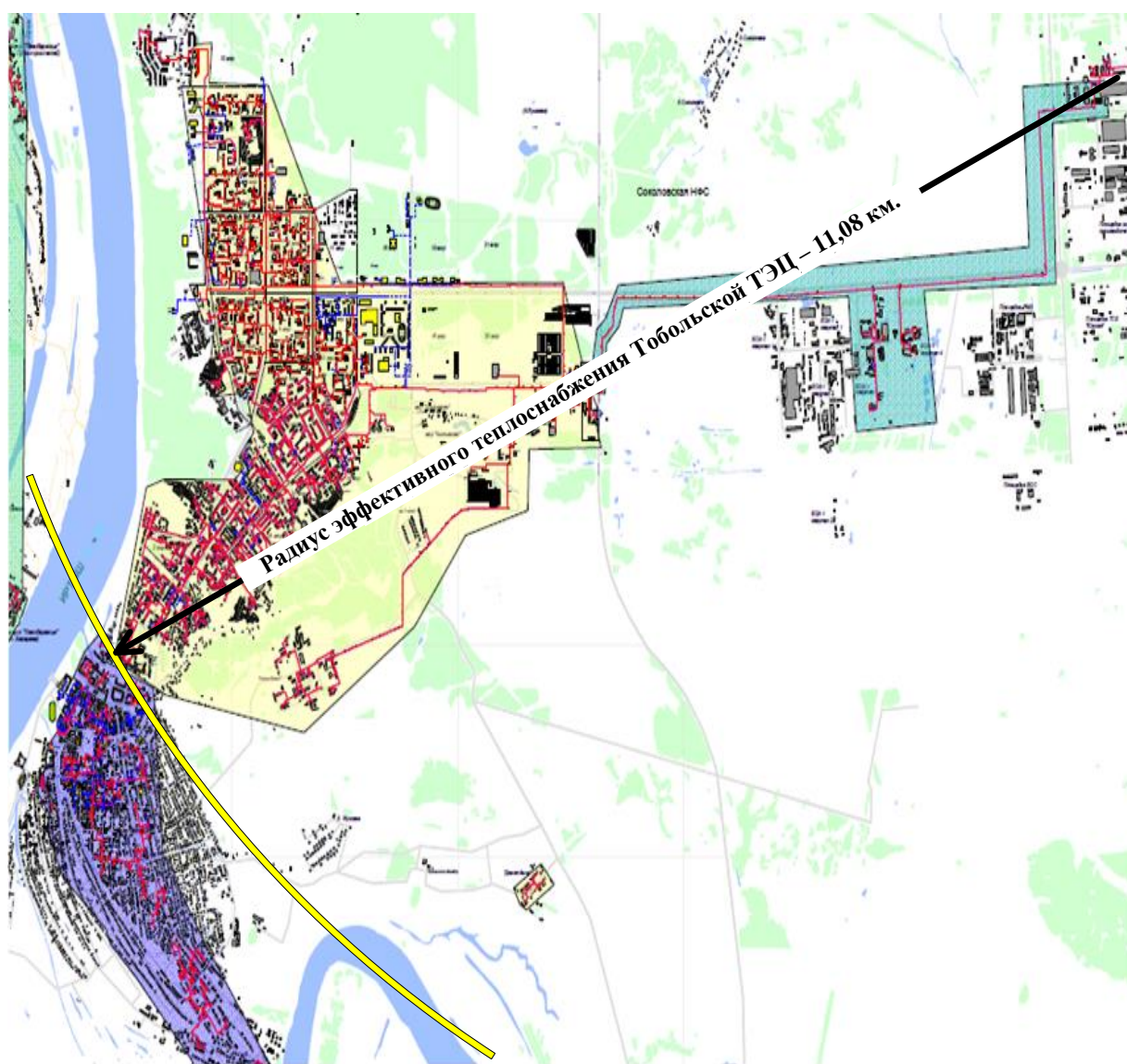


Рисунок 5. Радиус эффективного теплоснабжения Тобольской ТЭЦ

По результатам расчетов делается вывод, о том, что для котельных радиус эффективного теплоснабжения больше максимального радиуса теплоснабжения источников. Существует возможность дополнительного подключения потребителей к источникам тепловой энергии в пределах радиуса эффективного теплоснабжения.

Однако следует обратить внимание на то, что в настоящее время официально утвержденная методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения отсутствует. В специализированных научно-технических источниках приводятся различные подходы к расчету радиусов эффективного теплоснабжения и его значения.

Электронная модель системы теплоснабжения г. Тобольска выполнена в геоинформационной системе «Zulu» и программно-расчетном комплексе «ZuluThermo». В дальнейшем при актуализации Схемы теплоснабжения определение радиуса эффективного теплоснабжения возможно в электронной модели (ведется разработка)².

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения основных источников тепловой энергии г. Тобольска приведен в Приложении 3.

² Источник: <http://politerm.com.ru/thermo.htm>

Приложения

Приложение 1. Финансовые потребности для реализации предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии г. Тобольска

Приложение 2. Обоснование вариантов моделирования перераспределения нагрузки между котельными г. Тобольска

Приложение 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения основных источников тепловой энергии г. Тобольска существующее положение, перспектива на 2028 г.

Приложение 2. Обоснование вариантов моделирования перераспределения нагрузки между котельными г. Тобольска

Вариант 1. Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18

Источник ID=24008 Котельная №14:

Баланс 2019-2023, 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	5.953, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	4.110, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.405, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.83002, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.56758, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.015, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.009, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.016, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	171.393, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	170.621, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.771, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	171.167, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.225, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.225, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.322, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	43.000, м
Давление в обратном трубопроводе	17.000, м
Располагаемый напор	26.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	60.517, °C

Таблица 7

Характеристики сетевых насосов котельной № 14

Тип, назначение	Количество, шт.	Подача, м³	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Год выпуска
Сетевой насос Wilo-BL-80/170-30/2	3	140	40	2900	2007



Рисунок 6. Пьезометрический график от котельной № 14 до «мкр. Южный, 1», 2014 г.

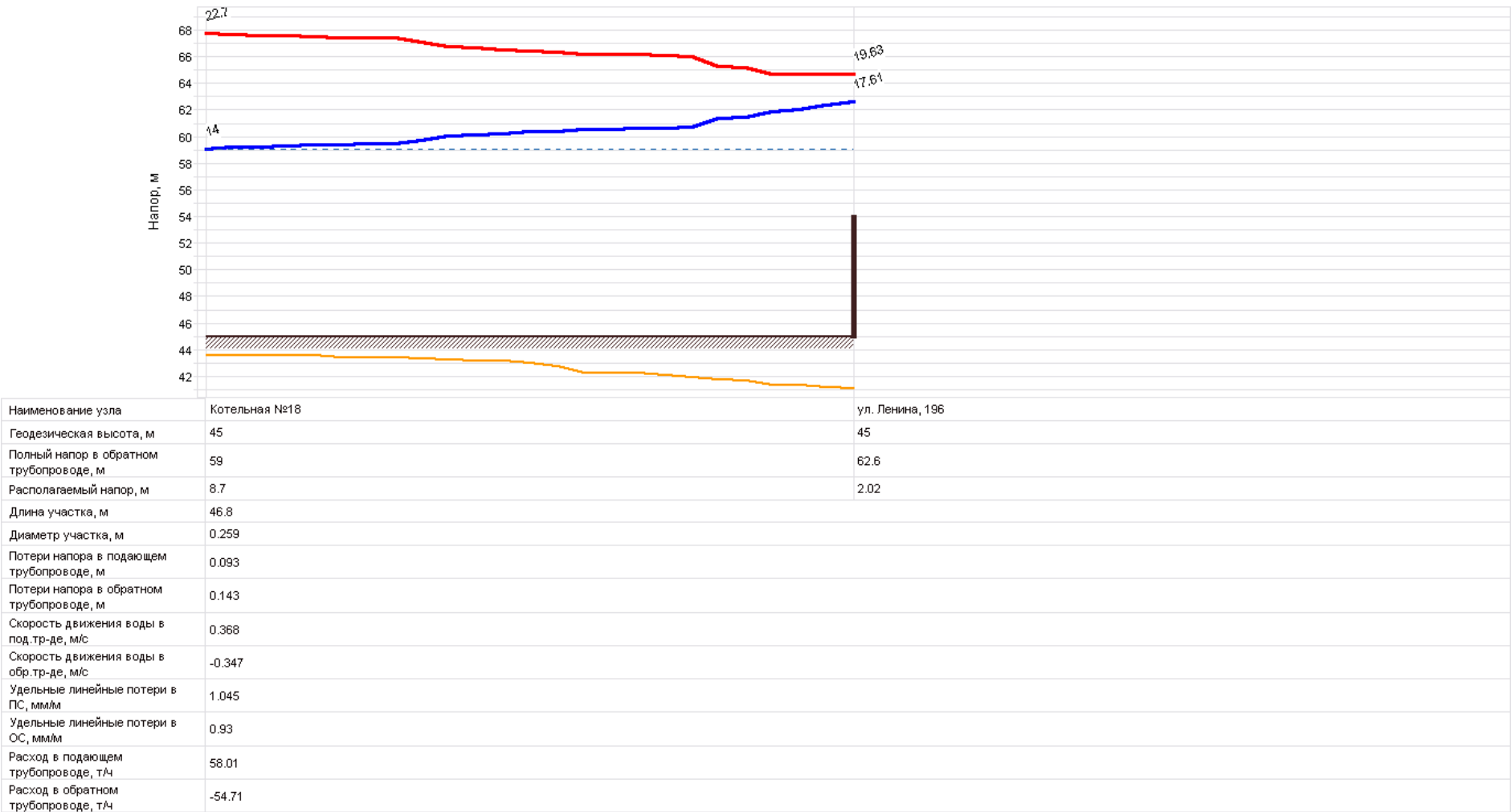


Рисунок 7. Пьезометрический график от котельной № 18 до «ул. Ленина, 196», 2014 г.

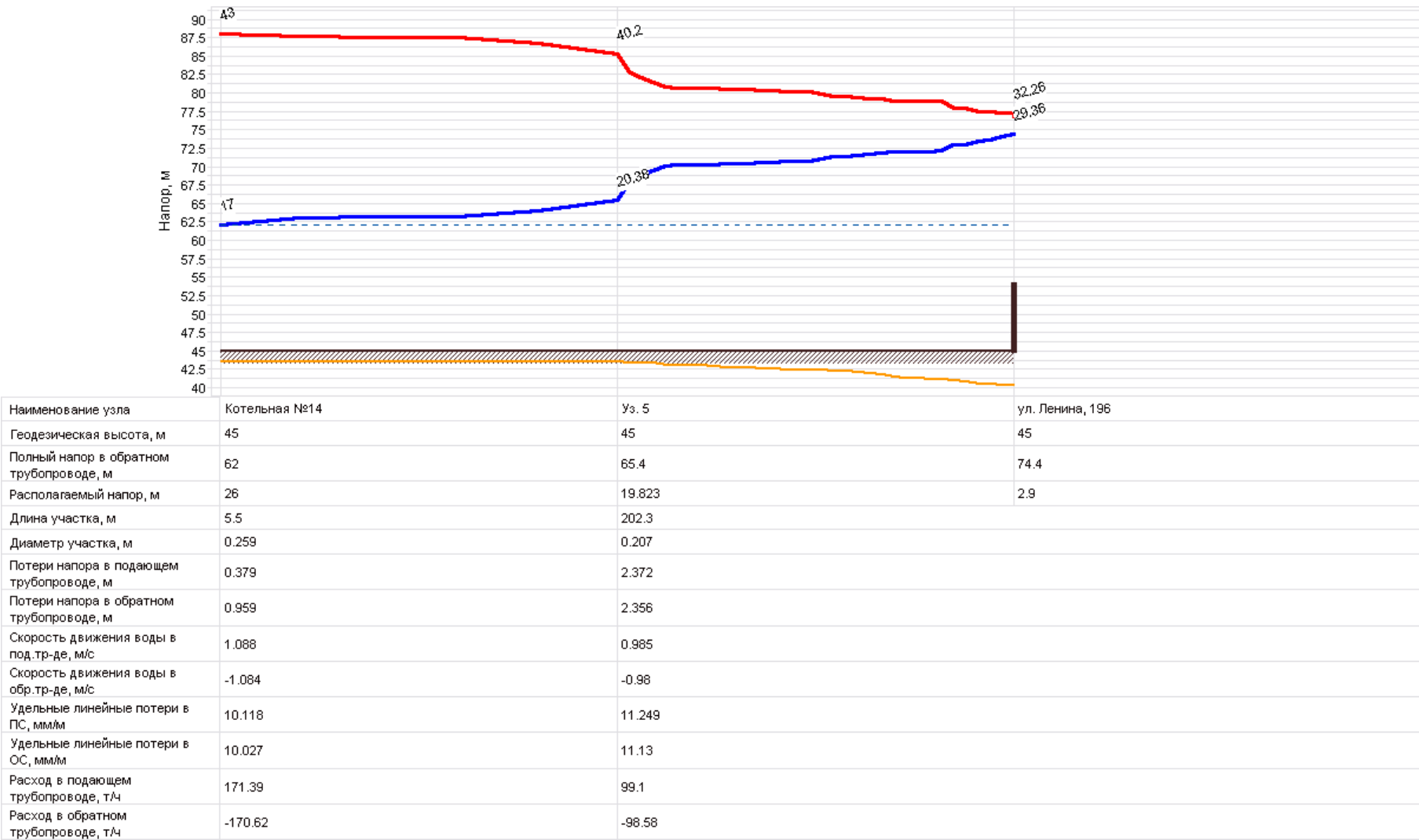


Рисунок 8. Пьезометрический график от котельной № 14 до «ул. Ленина, 196», 2019-2024 г.

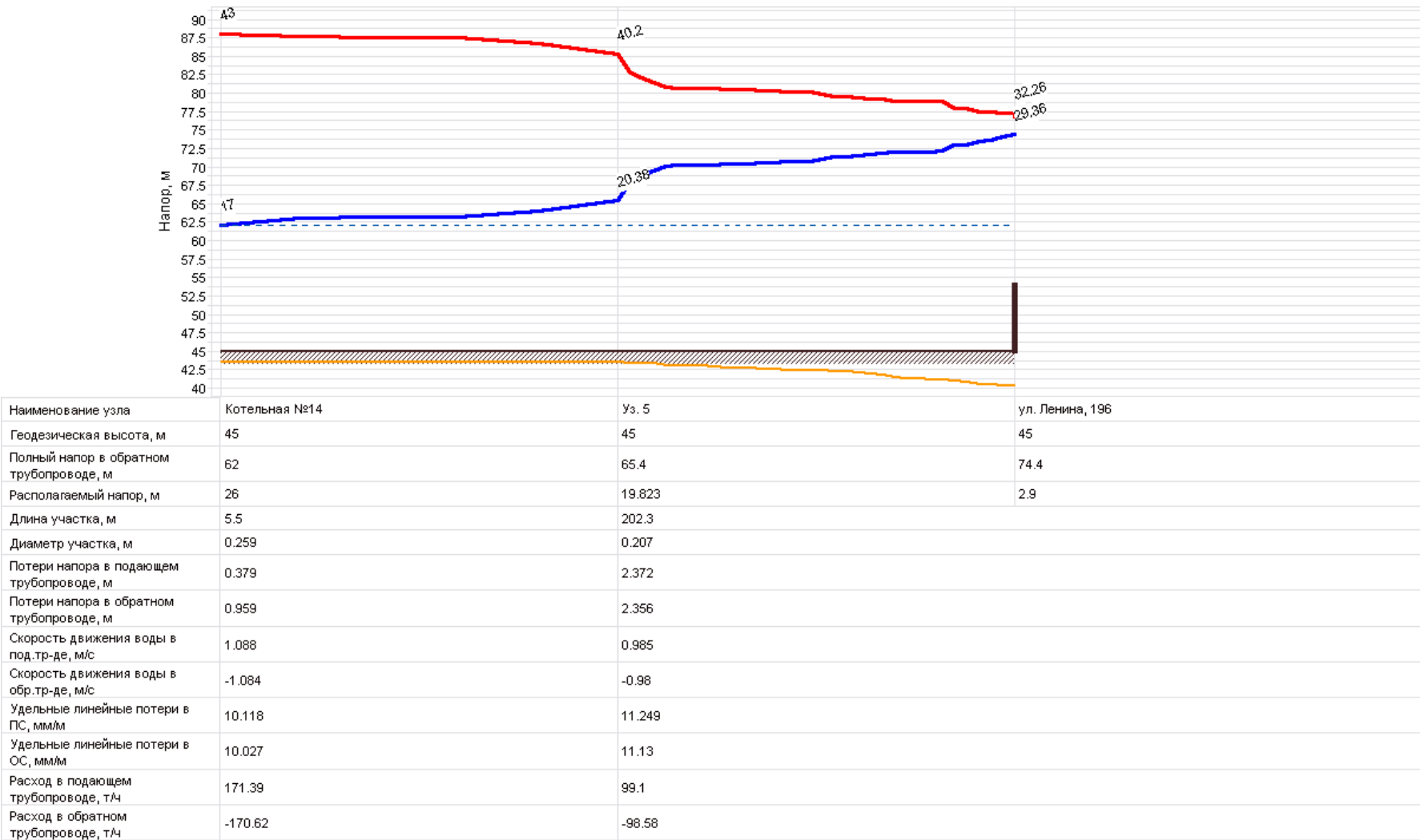


Рисунок 9. Пьезометрический график от котельной № 14 до «ул. Ленина, 196», 2028 г.

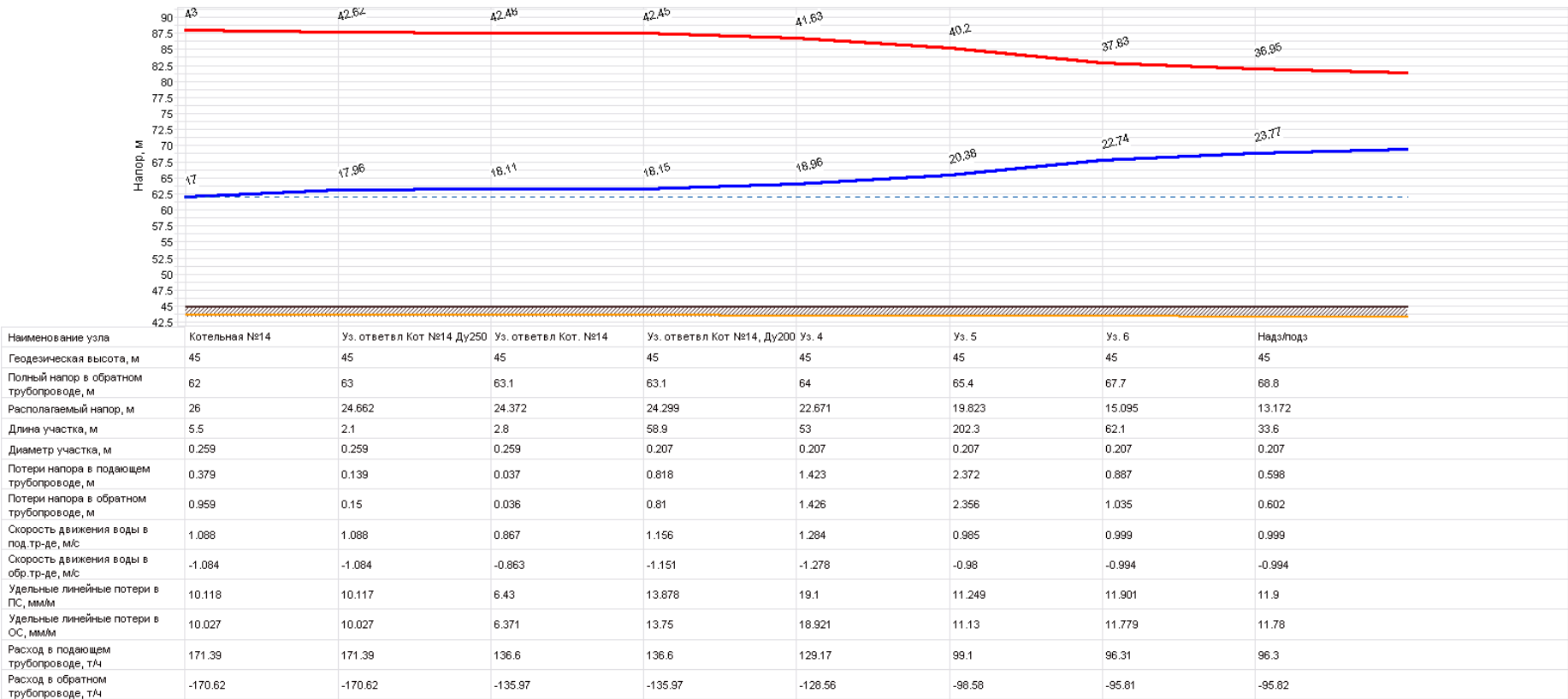


Рисунок 10. Участок от Уз. «Ответвление Котельной № 14» до Уз.7, 2028 г.

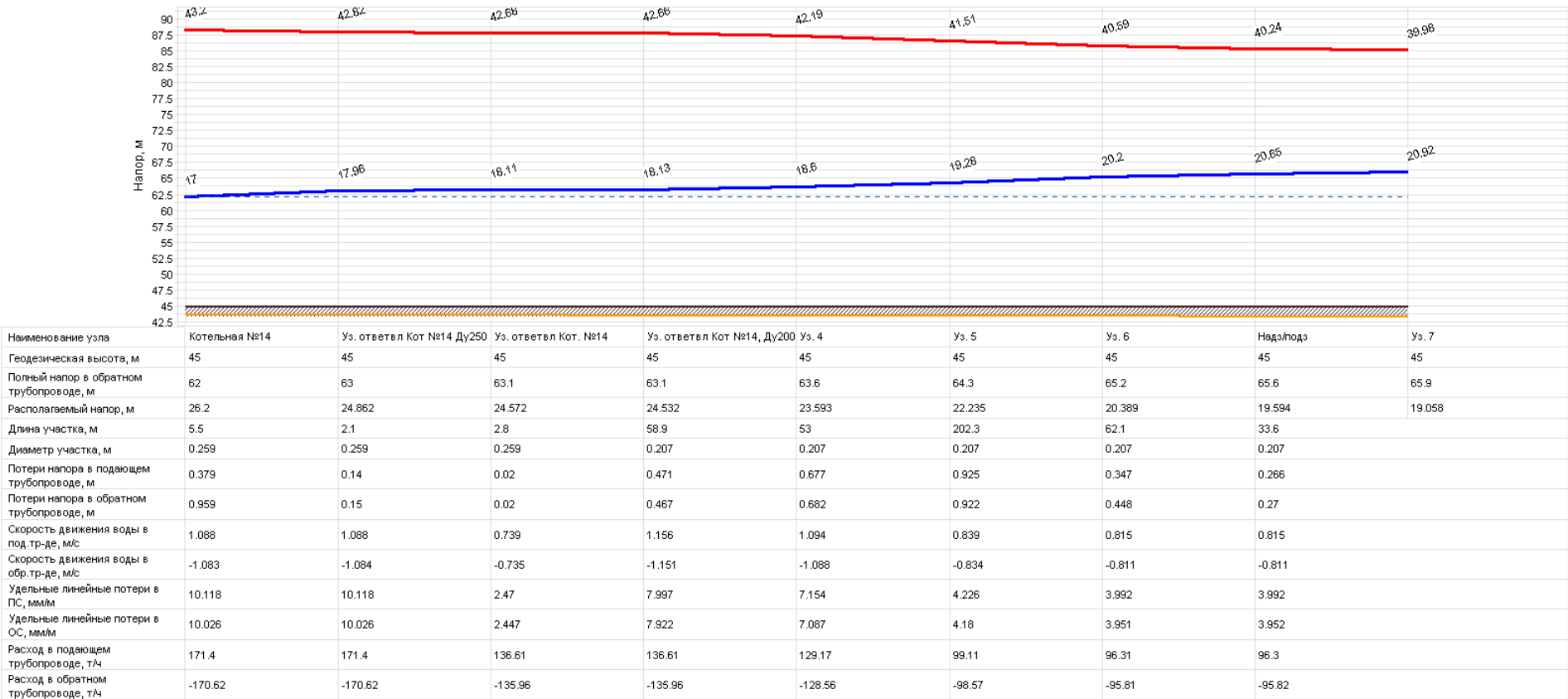


Рисунок 11. Участок от Уз. «Ответвление Котельной № 14» до Уз.7 (после ремонта), 2028 г.

Таблица 8

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 1

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. линейные потери напора в подающем трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 14	Новое строительство	460	0,207	0,207	1,317	0,638	Подземная бесканальная
Котельная № 14	Ремонт	2,8	0,259	0,259	2,47	0,02	Надземная
Котельная № 14	Ремонт	376,4	0,207	0,207	до 8,0	2,42	Надземная
Котельная № 14	Ремонт	33,6	0,207	0,207	4,0	0,27	Подземная бесканальная

Вариант 2. Перераспределение нагрузки между котельными № 4, № 27, № 10, № 8, № 31 в составе подвариантов:

а) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31 (мероприятия по строительству тепловых сетей – 0,655 км, по реконструкции – 1,225 км);

б) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31 (мероприятия по строительству тепловых сетей – 0,705 км, по реконструкции – 1,179 км);

в) присоединение к котельной № 4 потребителей котельной № 8 с присоединенной нагрузкой 0,463 Гкал/ч;

г) присоединение к котельной № 10 потребителей котельной № 31;

д) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27;

е) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 10, № 31.

Таблица 9

Характеристики сетевых насосов котельной № 4

№ п/п	Тип, назначение	Количество шт.	Подача, м³	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Год выпуска
5	Насос сетевой Wilo IL-E 100/8-33BF	2	150	30	2900	2007

Вариант 2 подвариант а) присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31 (со строительством 655 м сетей, перекладкой 1225 м сетей)

Источник ID=47010 Котельная №4:

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	7.424, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	5.308, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.492, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.84997, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.58135, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.025, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.016, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.024, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	231.583, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	230.554, т/ч
Суммарный расход на подпитку	1.029, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	226.072, т/ч

Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.310, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.310, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.408, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	38.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	24.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	63.202, °C

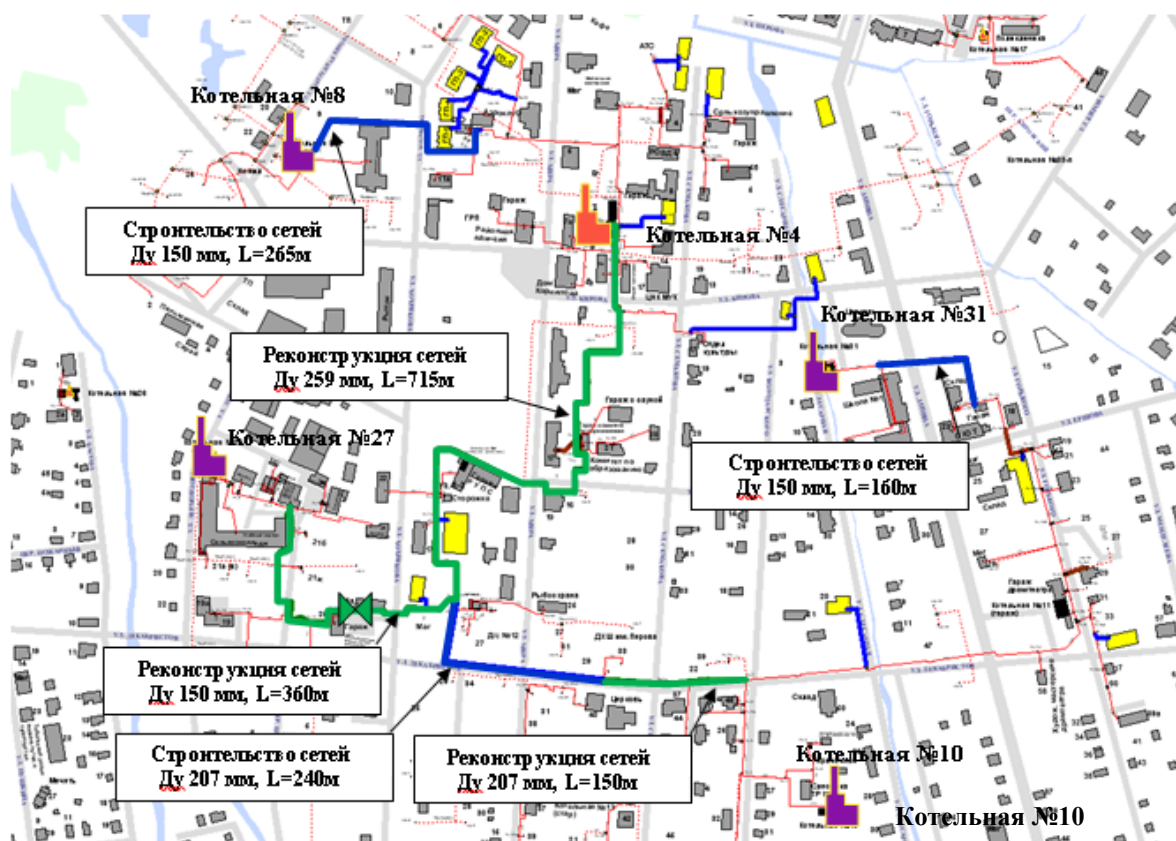


Рисунок 12. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2 подварианта а)

Таблица 10

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта а)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под.тр-де, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 8	Новое строительство	265	0,15	0,15	0,562	0,192	Подземная бесканальная
Котельная № 31	Новое строительство	150	0,15	0,15	1,588	0,362	Подземная бесканальная
Котельная № 4	Реконструкция	715	0,259	0,259	3,536	3,316	Надземная
Котельная № 4	Реконструкция	160	0,15	0,15	3,17	0,667	Подземная бесканальная
Котельная № 4	Реконструкция	200	0,15	0,15	4,207	1,242	Надземная
Котельная № 10	Новое строительство	240	0,207	0,207	1,993	0,50	Подземная бесканальная
Котельная № 10	Реконструкция	70	0,207	0,207	1,801	0,139	Подземная бесканальная
Котельная № 10	Реконструкция	80	0,207	0,207	1,725	0,159	Надземная

**Вариант 2 подвариант б) присоединение к котельной № 4 потребителей
котельных № 8, № 27, № 10, № 31
(со строительством 507 м, перекладкой 1179 м сетей)**

Баланс 2019-2023 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	7.255, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	5.188, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.492, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.82843, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.56027, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.022, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.014, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.023, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	225.499, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	224.538, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.961, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	220.017, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.281, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.281, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.399, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	36.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	22.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	63.074, °C

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	7.393, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	5.314, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.492, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.83397, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.56525, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.022, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.014, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.024, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	231.555, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	230.582, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.973, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	226.072, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.282, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.282, т/ч

Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.409, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	36.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	22.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	63.316, °C

Таблица 11

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта б)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под.тр-де, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 8	Новое строительство	265	0,15	0,15	0,562	0,192	Подземная бесканальная
Котельная № 31	Новое строительство	160	0,15	0,15	4,178	0,956	Подземная бесканальная
Котельная № 4-№ 31	Новое строительство	280	0,207	0,207	2,187	1,026	Подземная бесканальная
Котельная № 4-№ 31	Реконструкция	102	0,207	0,207	2,447	0,433	Надземная
Котельная № 4-№ 27	Реконструкция	600	0,207	0,207	2,394	2,036	Надземная
Котельная № 27	Реконструкция	160	0,15	0,15	3,11	0,656	Подземная бесканальная
Котельная № 27	Реконструкция	200	0,15	0,15	4,165	1,19	Надземная
Котельная № 4	Реконструкция	117	0,259	0,259	4,569	0,911	Надземная

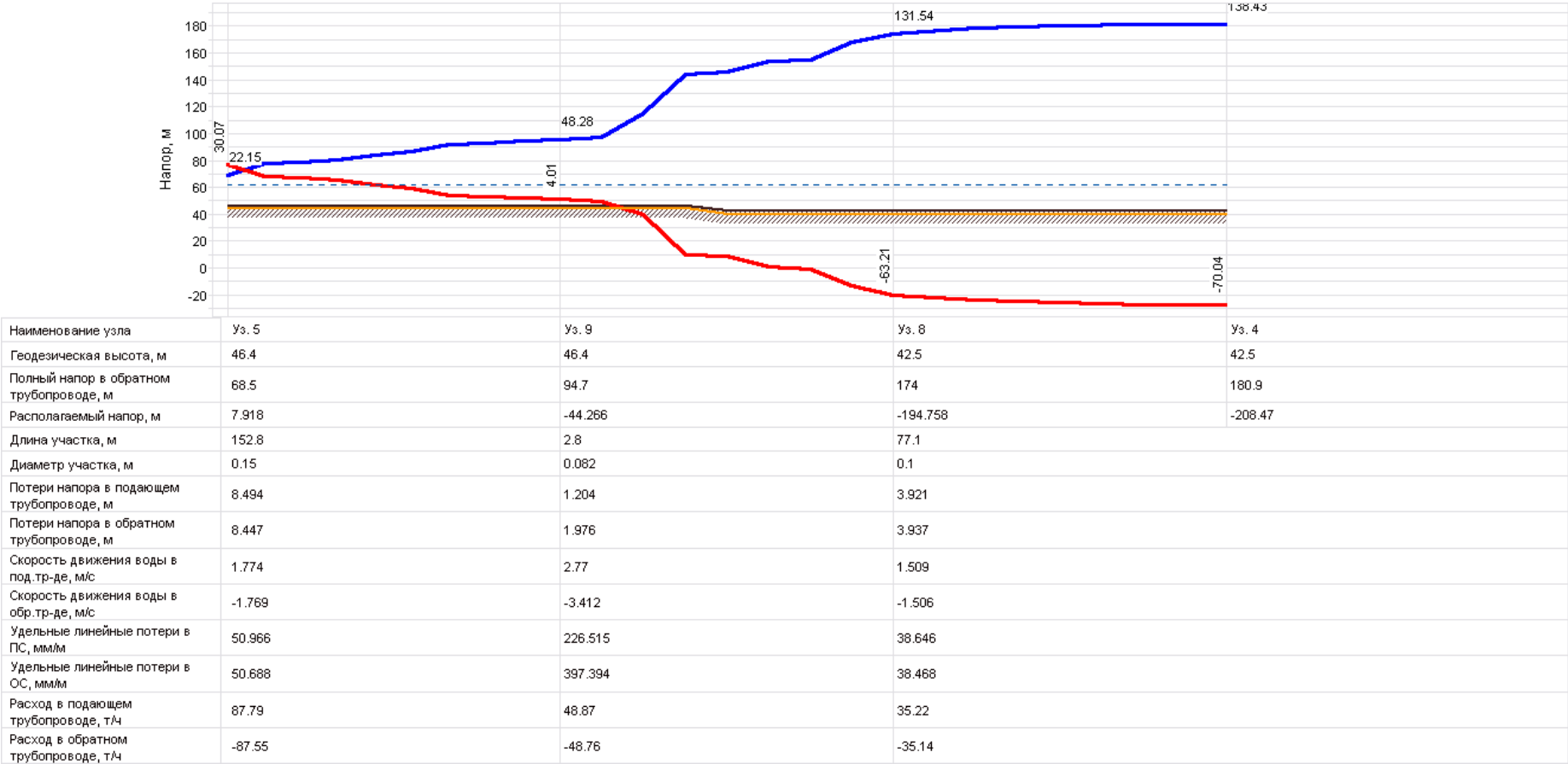


Рисунок 13. Пьезометрический график участков от уз. № 5 до уз. № 4 (котельной № 27), 2028 г.

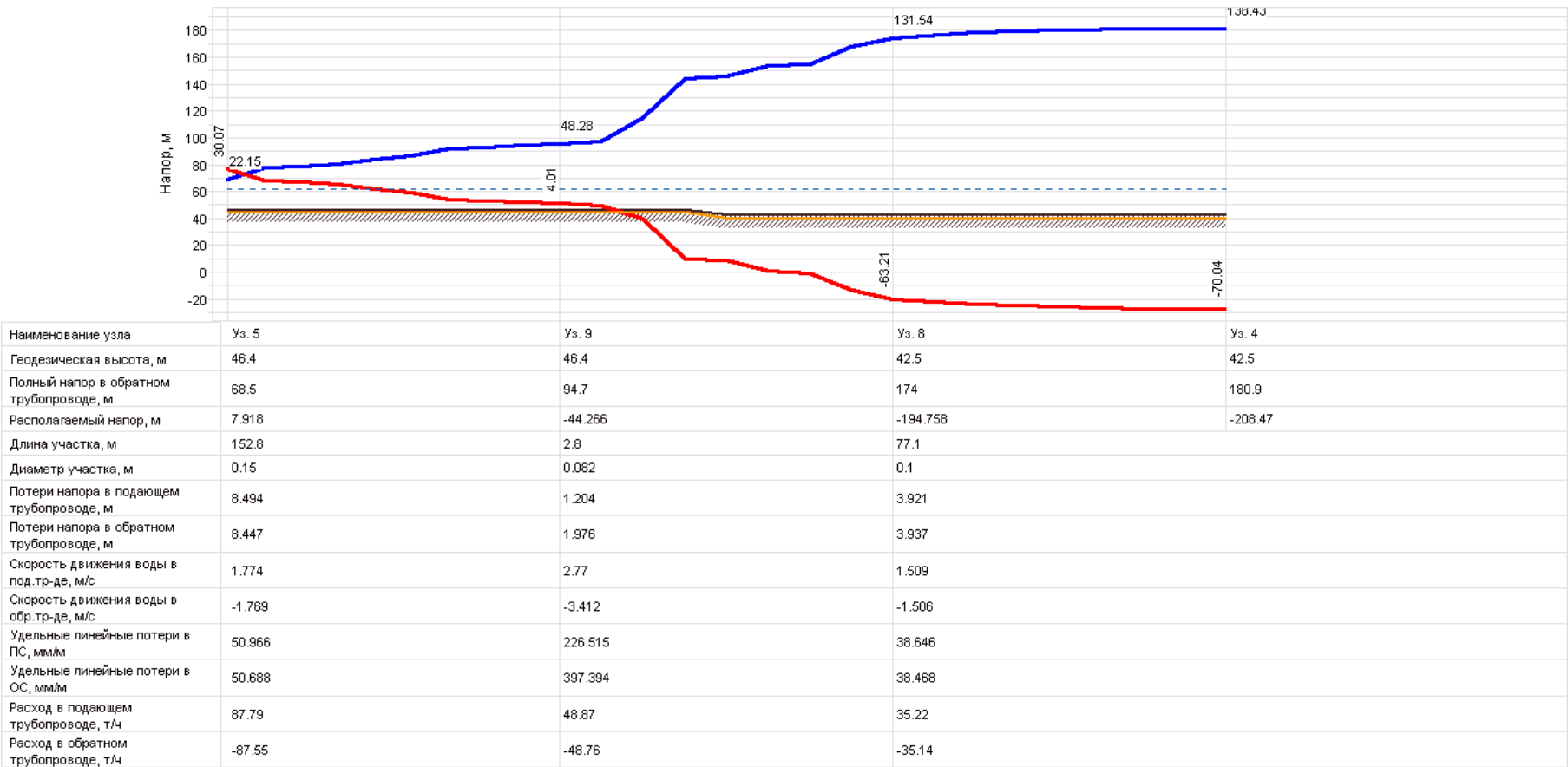


Рисунок 14. Пьезометрический график участков от уз. № 5 до уз. № 4 (котельной № 27), 2028 г.

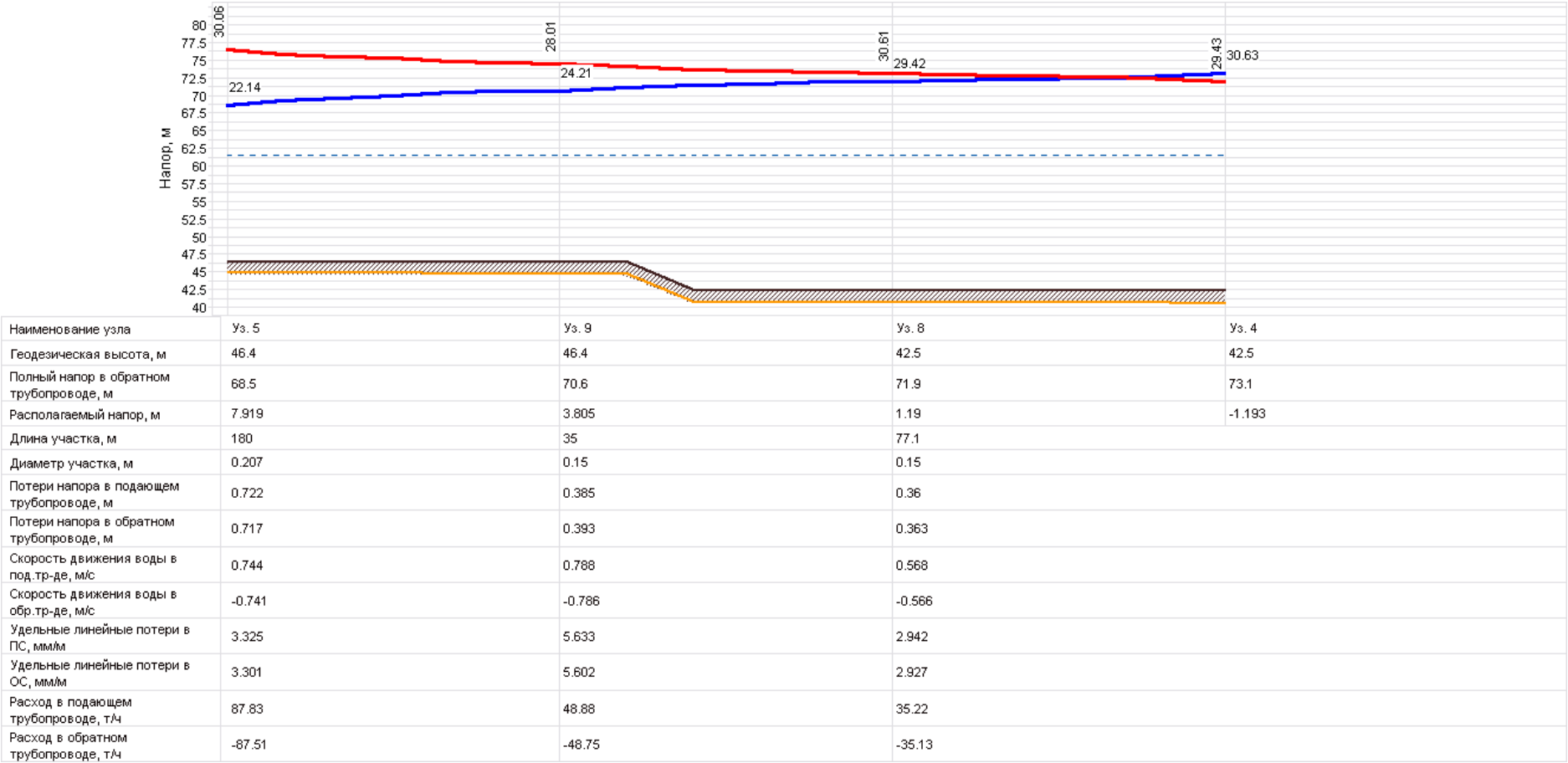


Рисунок 15. Пьезометрический график участков от уз. № 5 до уз. № 4 (котельной № 27) после реконструкции, 2028 г.

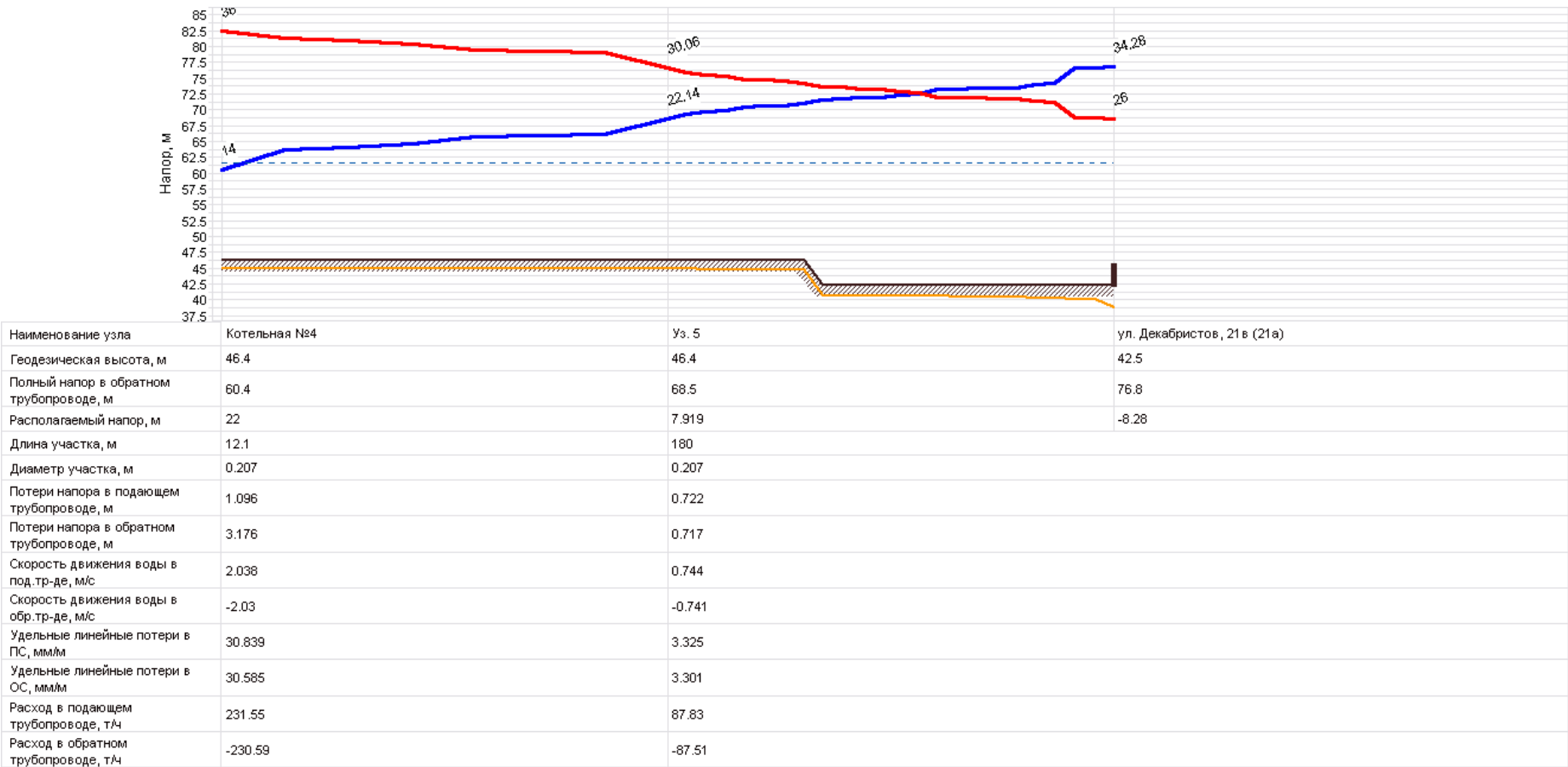


Рисунок 16. Пьезометрический график от котельной № 4 до ул. Декабристов, 21в (21а) 2028 г.

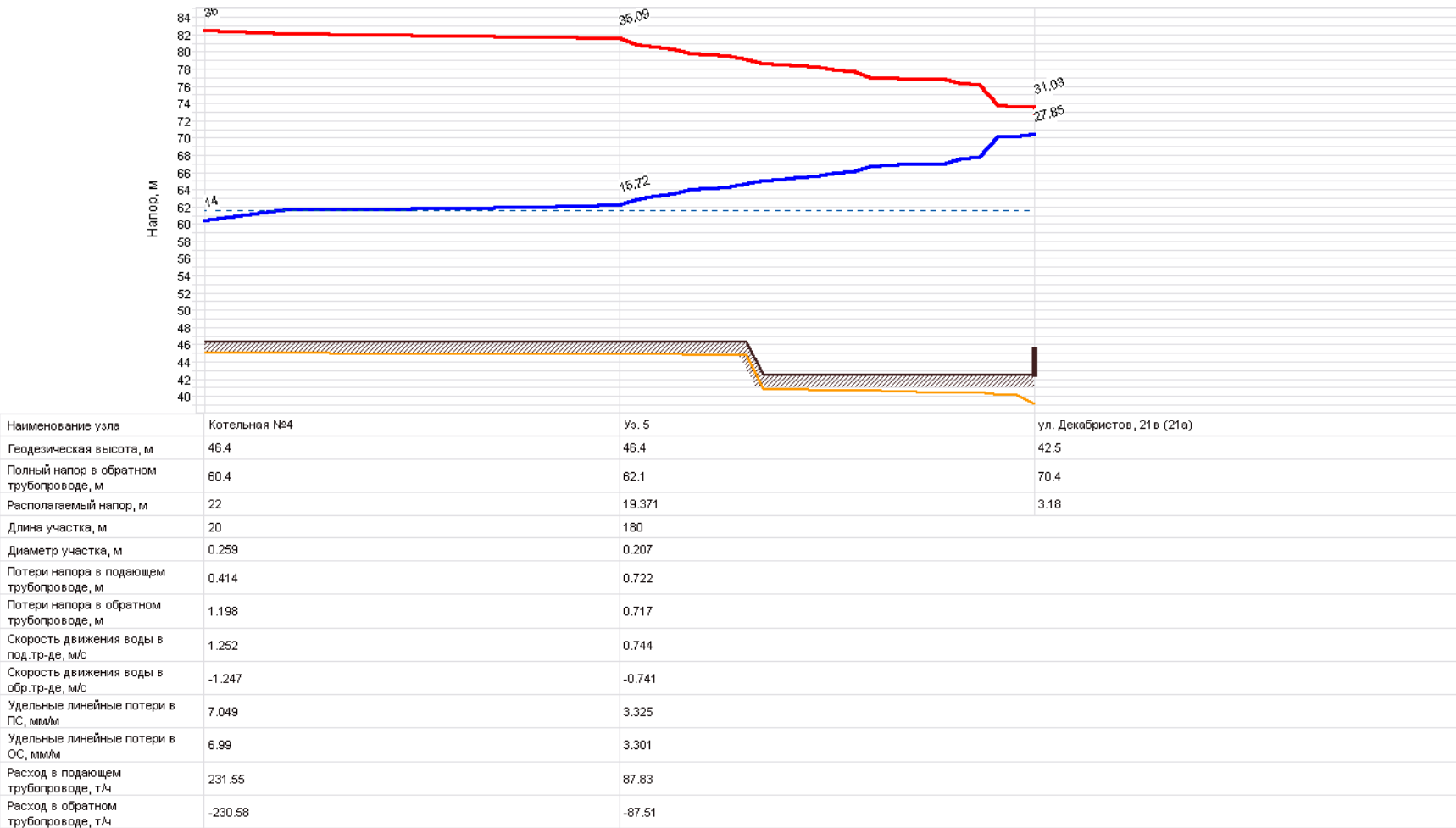


Рисунок 17. Пьезометрический график от котельной № 4 до ул. Декабристов, 21в (21а) после реконструкции участков на выходе из котельной № 4, 2028 г.

Вариант 2 подвариант в) присоединение к котельной № 4 потребителей котельной № 8 с присоединенной нагрузкой 0,463 Гкал/ч

Источник ID=27509 Котельная №4:

Баланс 2019-2023, 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	3.992, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	2.715, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.463, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.38874, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.27525, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.008, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.005, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.010, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	118.175, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	117.772, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.403, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	112.868, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.107, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.107, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.188, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	28.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	14.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	61.410, °C

Таблица 12

Характеристики сетевых насосов котельной № 4

Тип, назначение	Количество шт.	Подача, м³	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Год выпуска
Насос сетевой Wilo IL-E 100/8-33BF	2	150	30	2900	2007

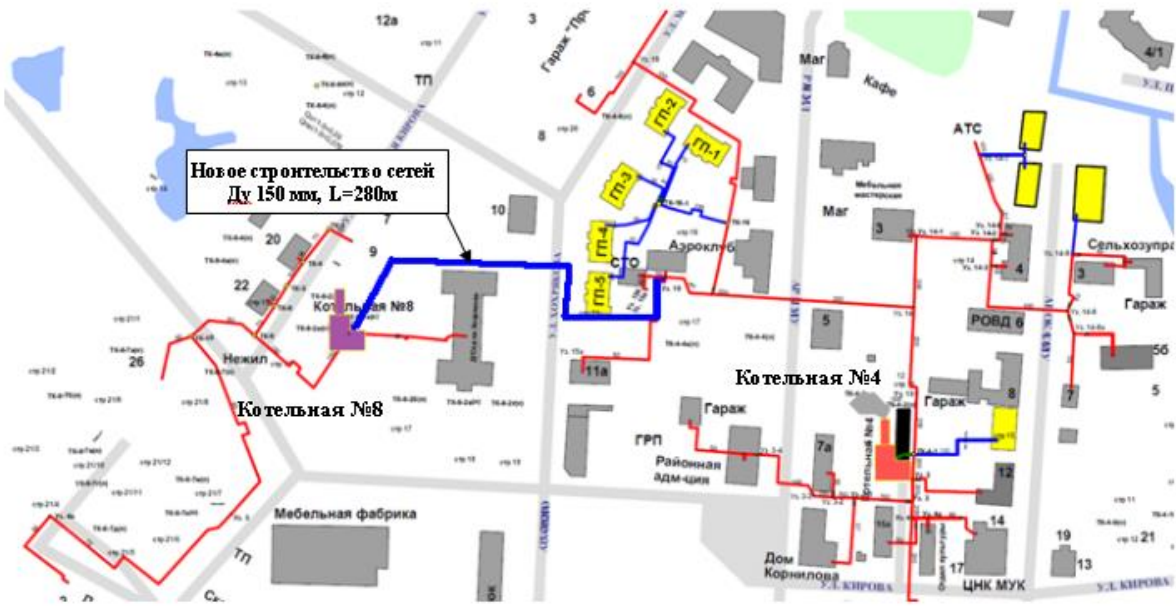


Рисунок 18. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2 подварианта в)

Таблица 13

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта б)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под. трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 4	Новое строительство	280	0,15	0,15	0,552	0,189	Подземная бесканальная

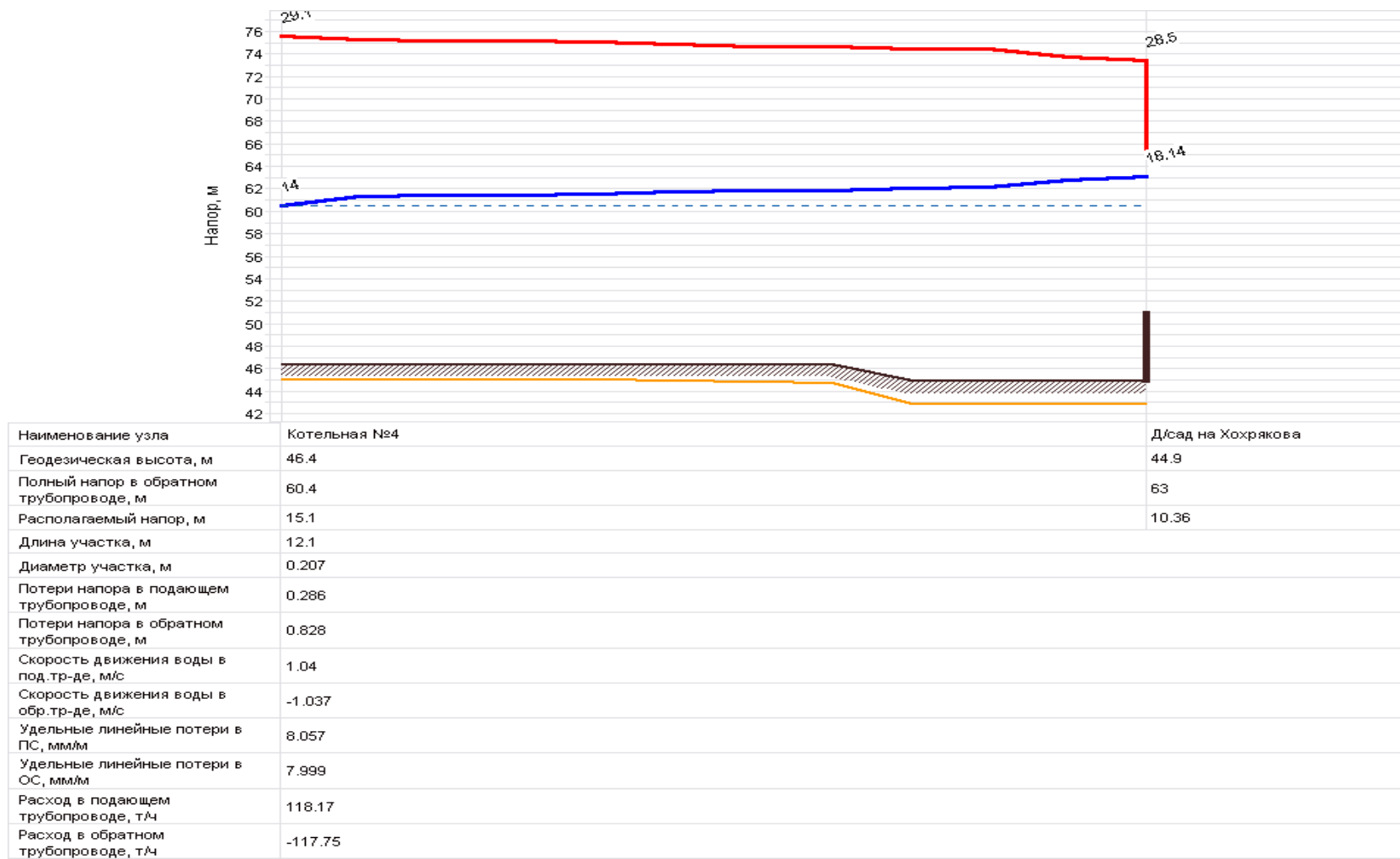


Рисунок 19. Пьезометрический график от котельной № 4 до «Д/сада на Хохрякова» 2028 г.

**Вариант 2 подвариант г) присоединение к котельной № 10
потребителей котельной № 31**

Источник ID=24515 Котельная №10:

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	2.107, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	1.407, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.015, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.38328, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.28272, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.008, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.005, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.007, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	67.822, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	67.517, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.305, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	67.726, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.095, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.095, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.114, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	32.500, м
Давление в обратном трубопроводе	14.500, м
Располагаемый напор	18.000, м
Температура в подающем трубопроводе	90.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	59.170, °C

Таблица 14

Характеристики сетевых насосов котельной № 10

Тип, назначение	Количество шт.	Подача, м³	Напор, м	Частота вращения, об/мин
Сетевой насос К100-80-160СУХЛ4	1	100	32	2900

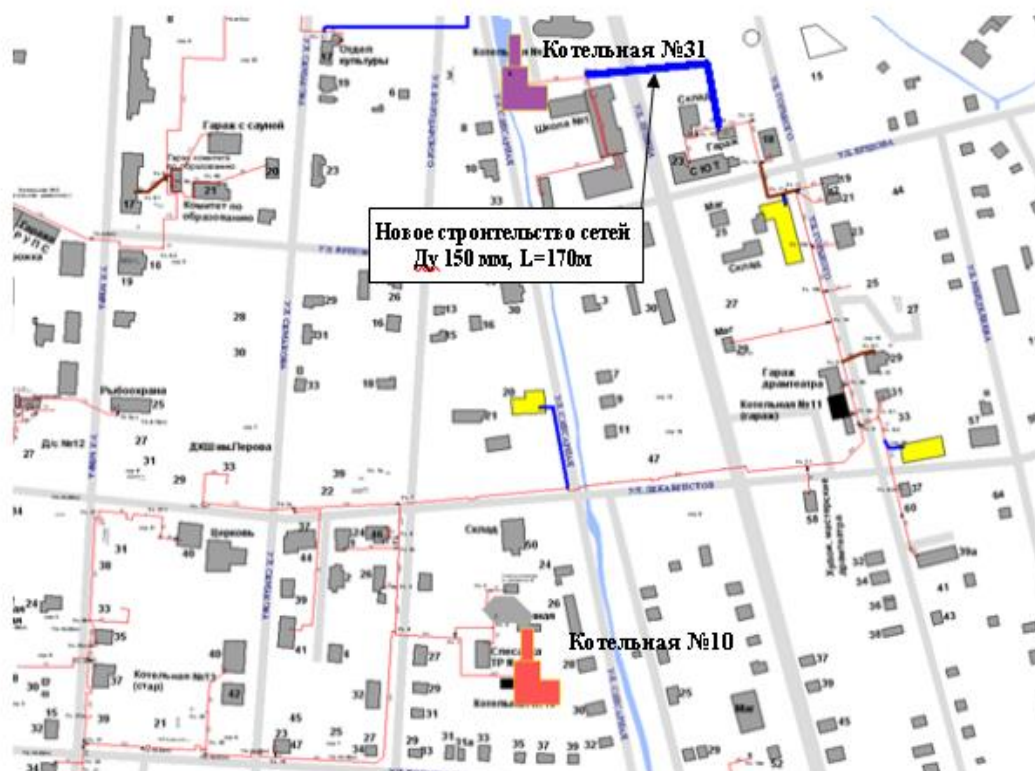


Рисунок 20. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2 подварианта г)

Таблица 15

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта г)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под. трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 10	Новое строительство	170	0,15	0,15	1,588	0,276	Подземная бесканальная

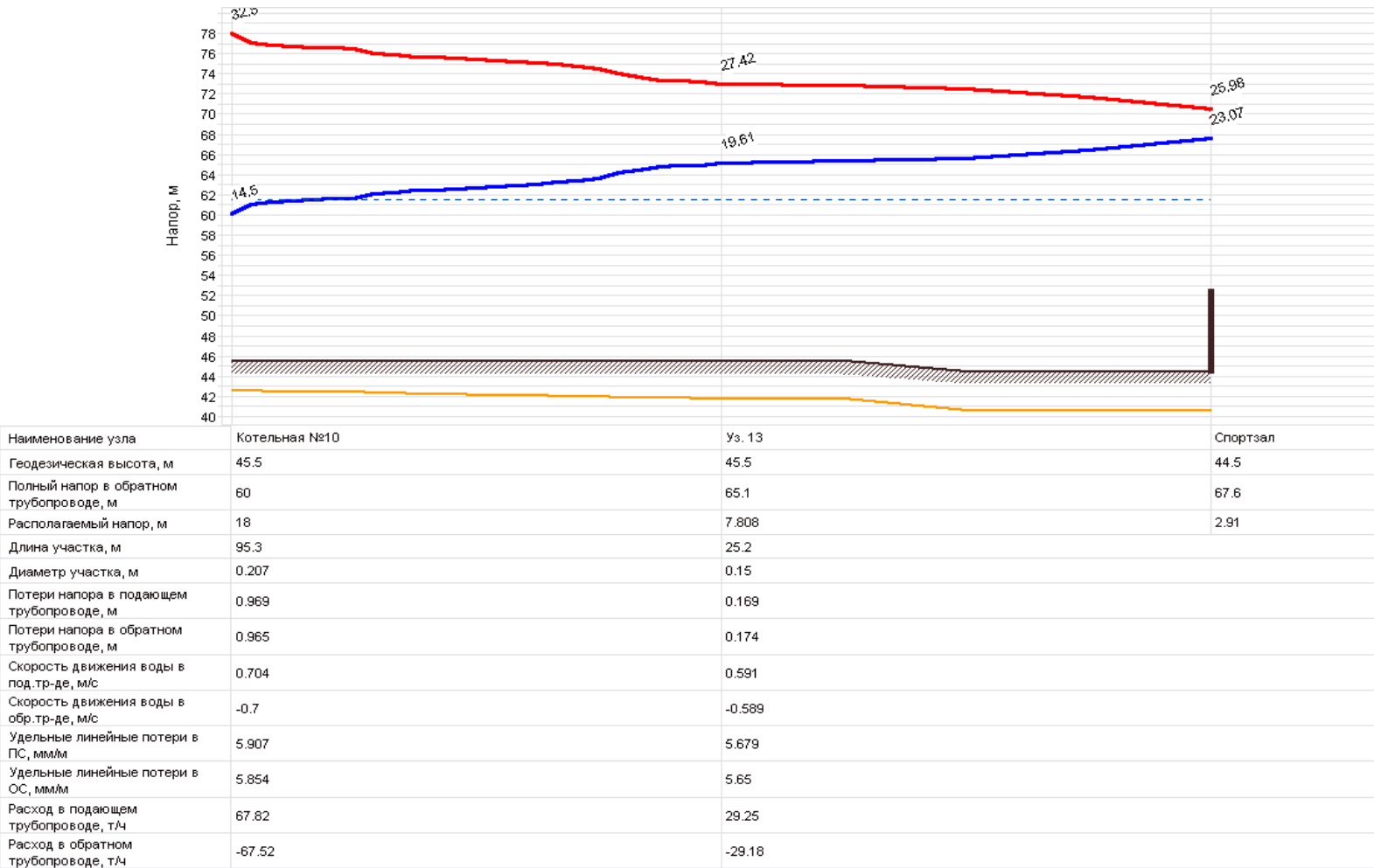


Рисунок 21. Пьезометрический график от котельной № 10 до объекта «Спортзал» 2028 г.

**Вариант 2 подвариант д) присоединение к котельной № 4 потребителей
котельных № 8, № 27**

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	5.224, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	3.840, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.476, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.44711, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.29704, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.012, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.008, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.016, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	163.703, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	163.095, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.608, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	158.346, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.157, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.157, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.294, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	39.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	25.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	63.304, °C

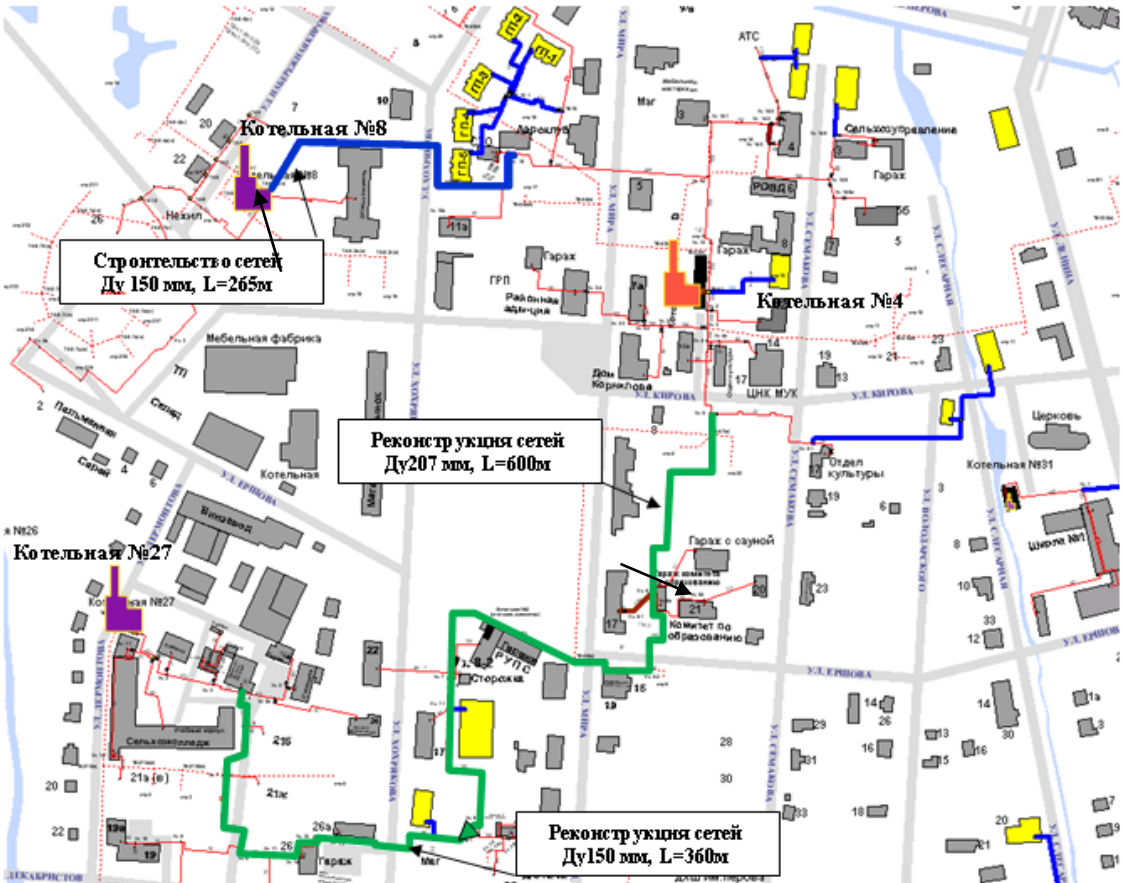


Рисунок 22. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2 подварианта д)

Таблица 16

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта д)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под. трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 8	Новое строительство	265	0,15	0,15	0,562	0,192	Подземная бесканальная
Котельная № 4	Реконструкция	600	0,207	0,207	2,394	2,036	Надземная
Котельная № 4	Реконструкция	160	0,15	0,15	3,11	0,656	Подземная бесканальная
Котельная № 4	Реконструкция	200	0,15	0,15	4,165	1,19	Надземная

**Вариант 2 подвариант е) присоединение к котельной № 4 потребителей
котельных № 8, № 10, № 31**

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	6.167, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	4.189, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.128, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.479, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.77568, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.54917, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.018, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.011, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.018, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	186.021, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	185.245, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.776, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	180.594, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	5.200, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.226, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.226, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.323, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	38.000, м
Давление в обратном трубопроводе	14.000, м
Располагаемый напор	24.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	62.084, °C

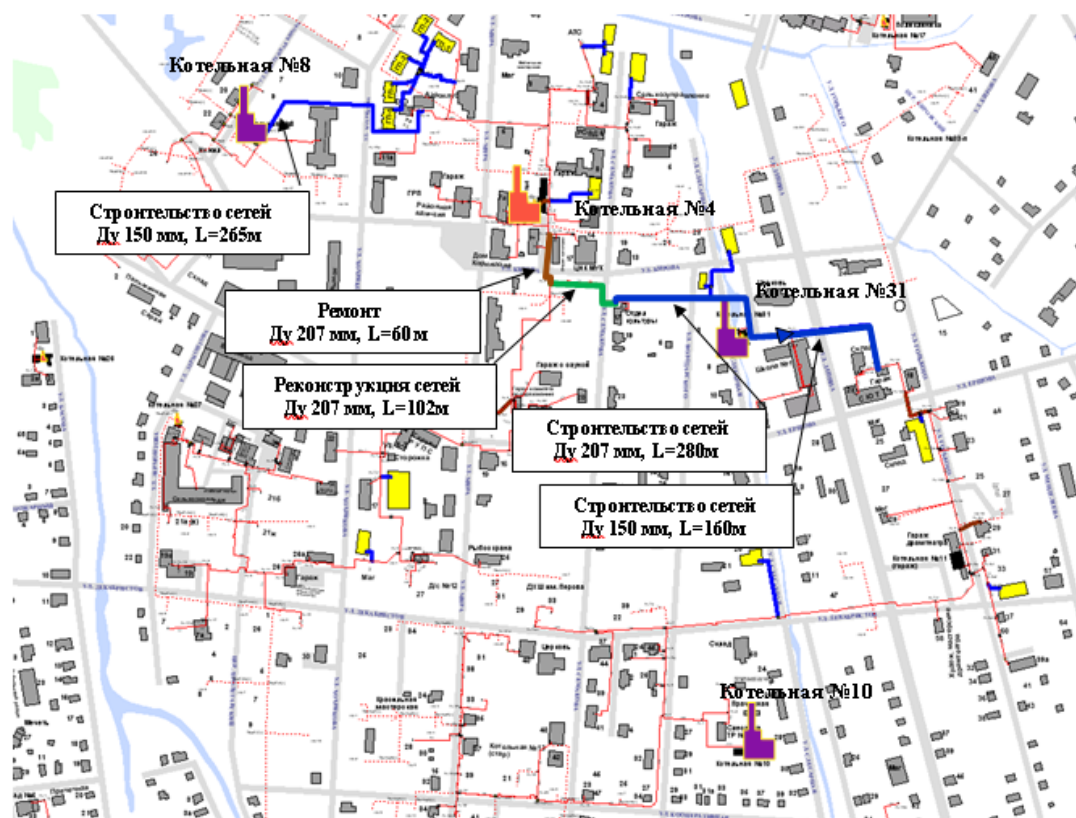


Рисунок 23. Мероприятия, требуемые для реализации Варианта 2 подварианта е)

Таблица 17

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 2 подварианта д)

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. лин. потери напора в под. трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 8	Новое строительство	265	0,15	0,15	0,562	0,192	Подземная бесканальная
Котельная № 4	Ремонт	60	0,207	0,207	5,932	0,499	Надземная
Котельная № 4	Реконструкция	102	0,207	0,207	2,447	0,433	Надземная
Котельная № 4	Новое строительство	280	0,207	0,207	2,187	1,026	Подземная бесканальная
Котельная № 10	Новое строительство	160	0,15	0,15	4,178	0,956	Подземная бесканальная



Рисунок 24. Пьезометрический график существующих участков Ду 69-207 мм

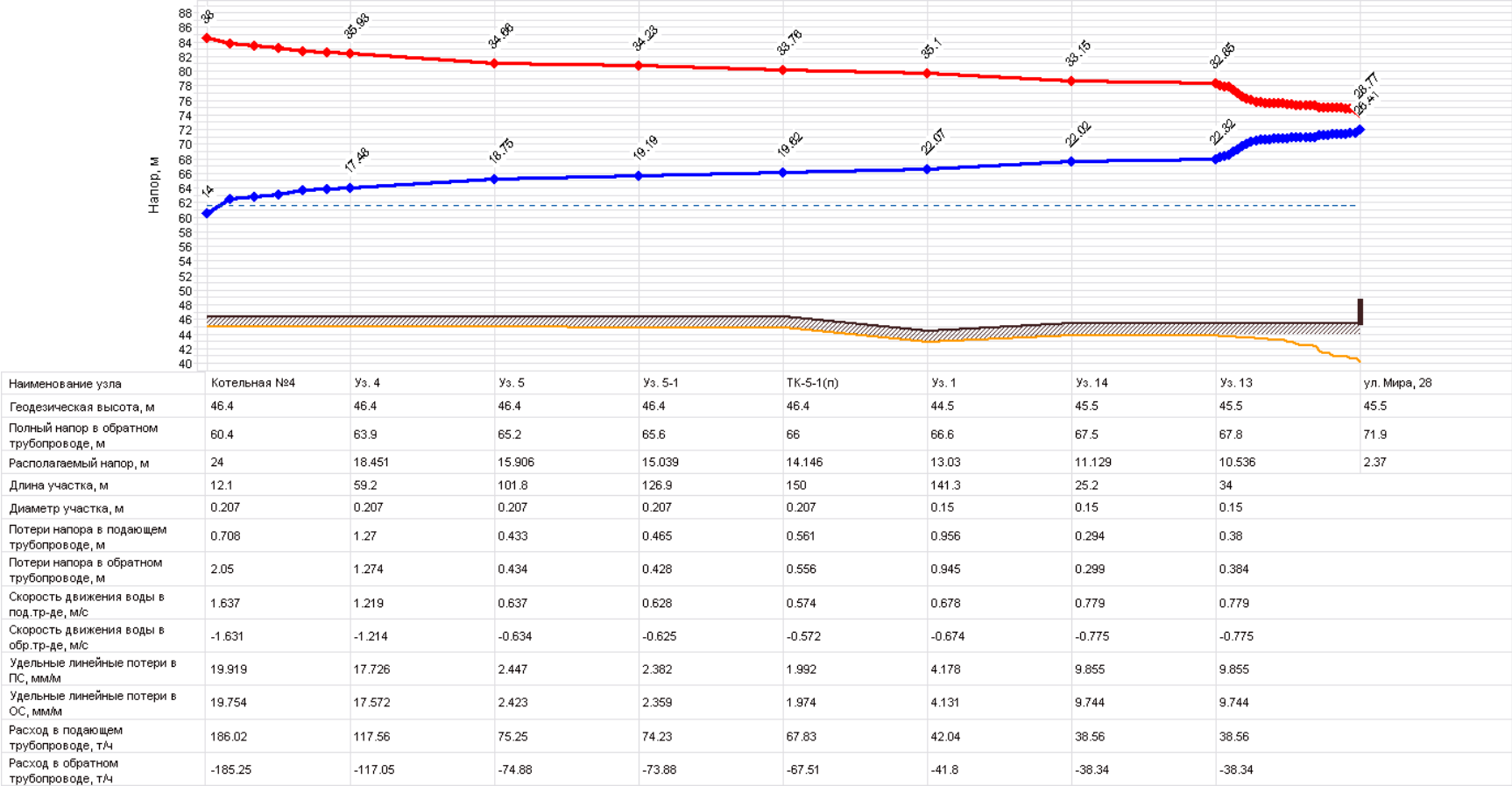


Рисунок 25. Пьезометрический график участков после реконструкции Ду 207 мм, L=102 м

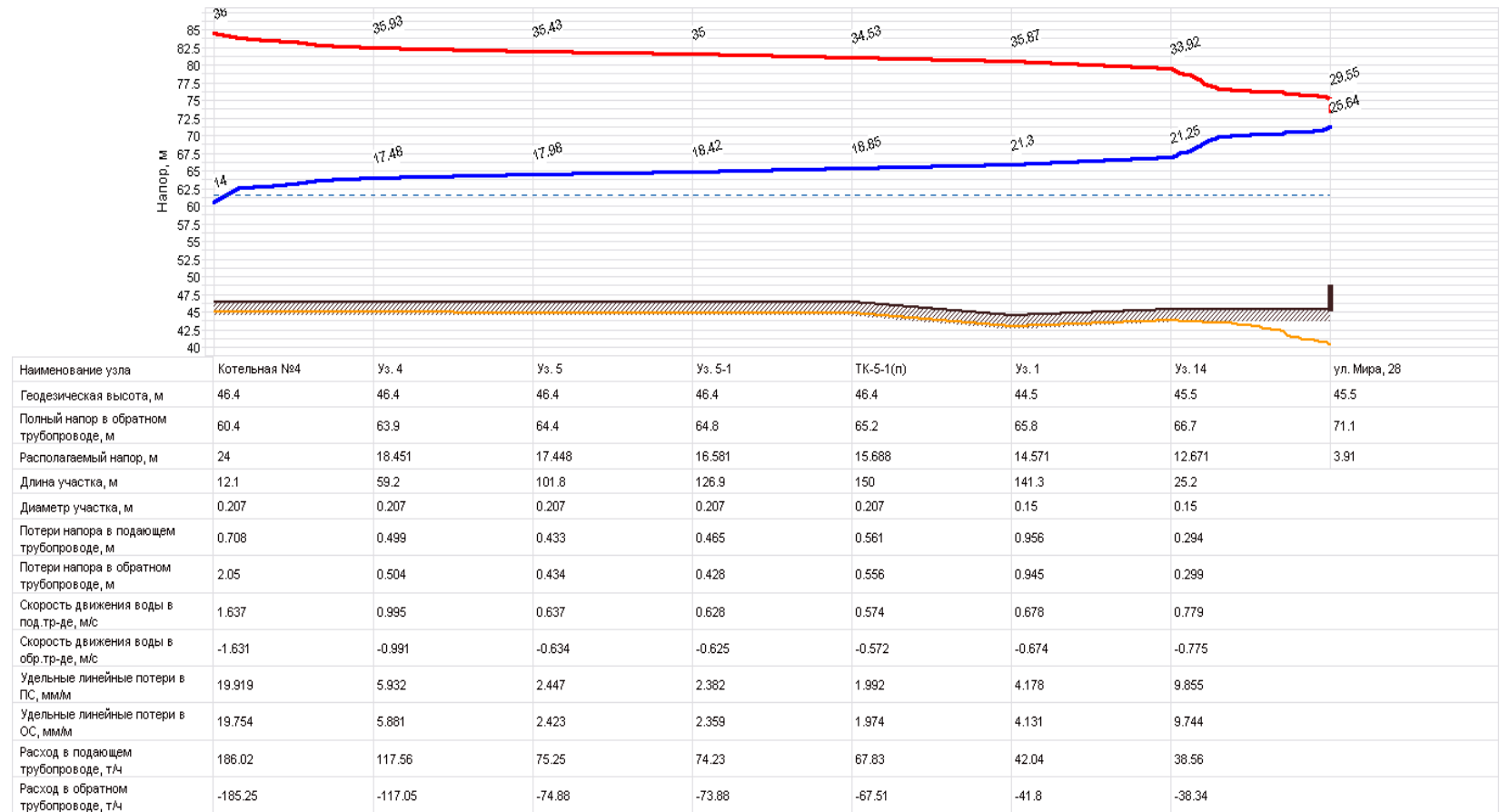


Рисунок 26. Пьезометрический график участков после реконструкции и ремонта Ду 207, L=162 м

Вариант 3. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12

Источник ID=24545 Котельная №5:

Баланс 2019-2023 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1.995, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	1.343, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.028, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.36166, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.24473, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.007, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.005, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.006, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	71.596, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	71.319, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.277, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	68.339, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.085, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.085, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.106, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	27.300, м
Давление в обратном трубопроводе	19.000, м
Располагаемый напор	8.300, м
Температура в подающем трубопроводе	90.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	62.353, °C

Баланс 2024-2028 гг.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	2.381, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	1.710, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.029, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.37174, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.25035, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.007, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.005, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.008, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	87.774, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	87.457, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.317, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	84.417, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.091, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.091, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.135, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	30.000, м
Давление в обратном трубопроводе	19.000, м
Располагаемый напор	11.000, м
Температура в подающем трубопроводе	90.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	63.081, °C

Таблица 18

Характеристики сетевых насосов котельной № 5

Тип, назначение	Количество шт.	Подача, м ³	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Год выпуска
Насос сетевой Wilo-BL 65/170-15/2	3	92	39	2900	

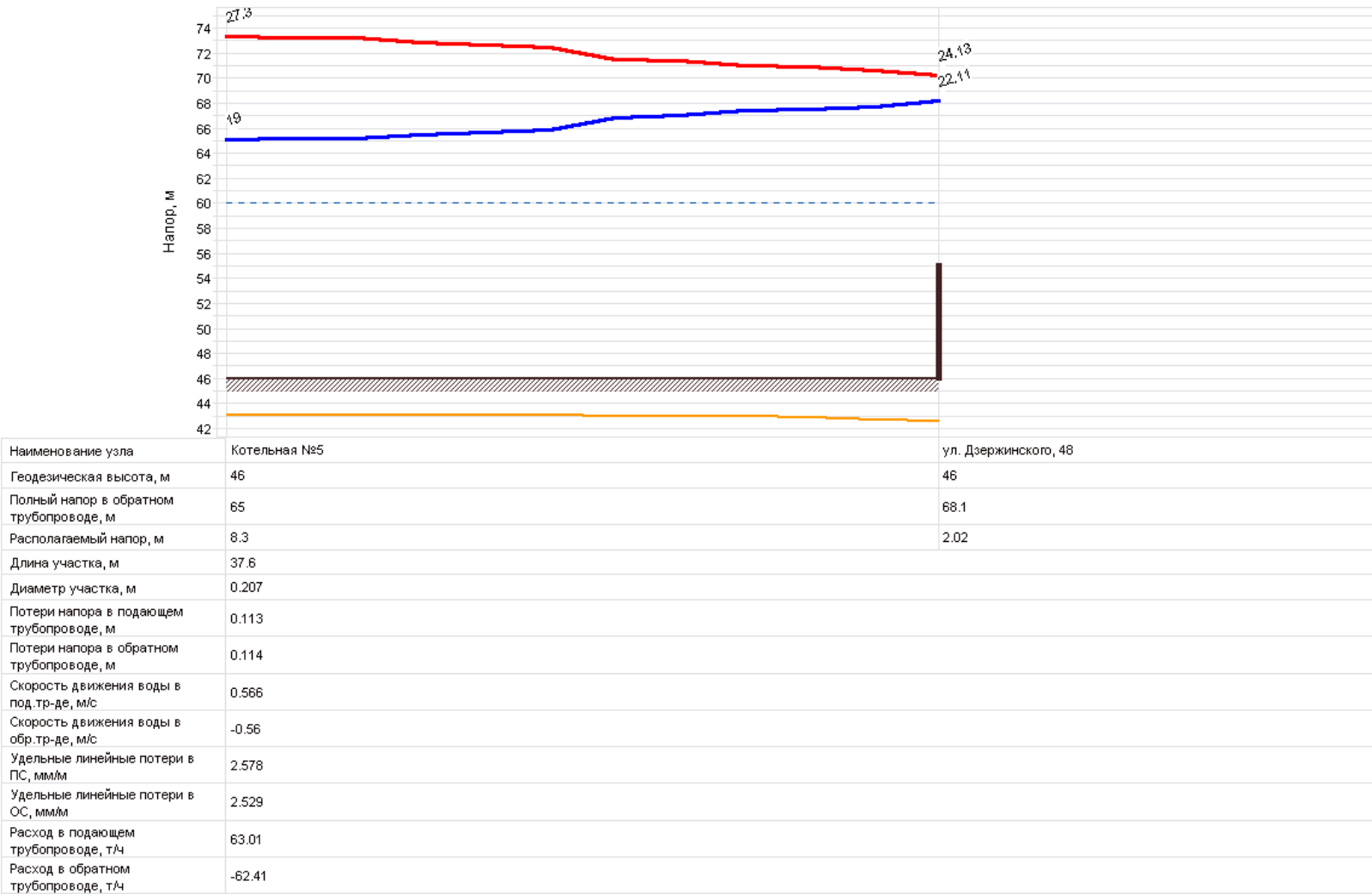


Рисунок 27. Пьезометрический график от котельной № 5 до «ул. Дзержинского, 48», 2014 г.



Рисунок 28. Пьезометрический график от котельной № 12 до «АБК ГУ ТО «Тюменьлес», 2014 г.

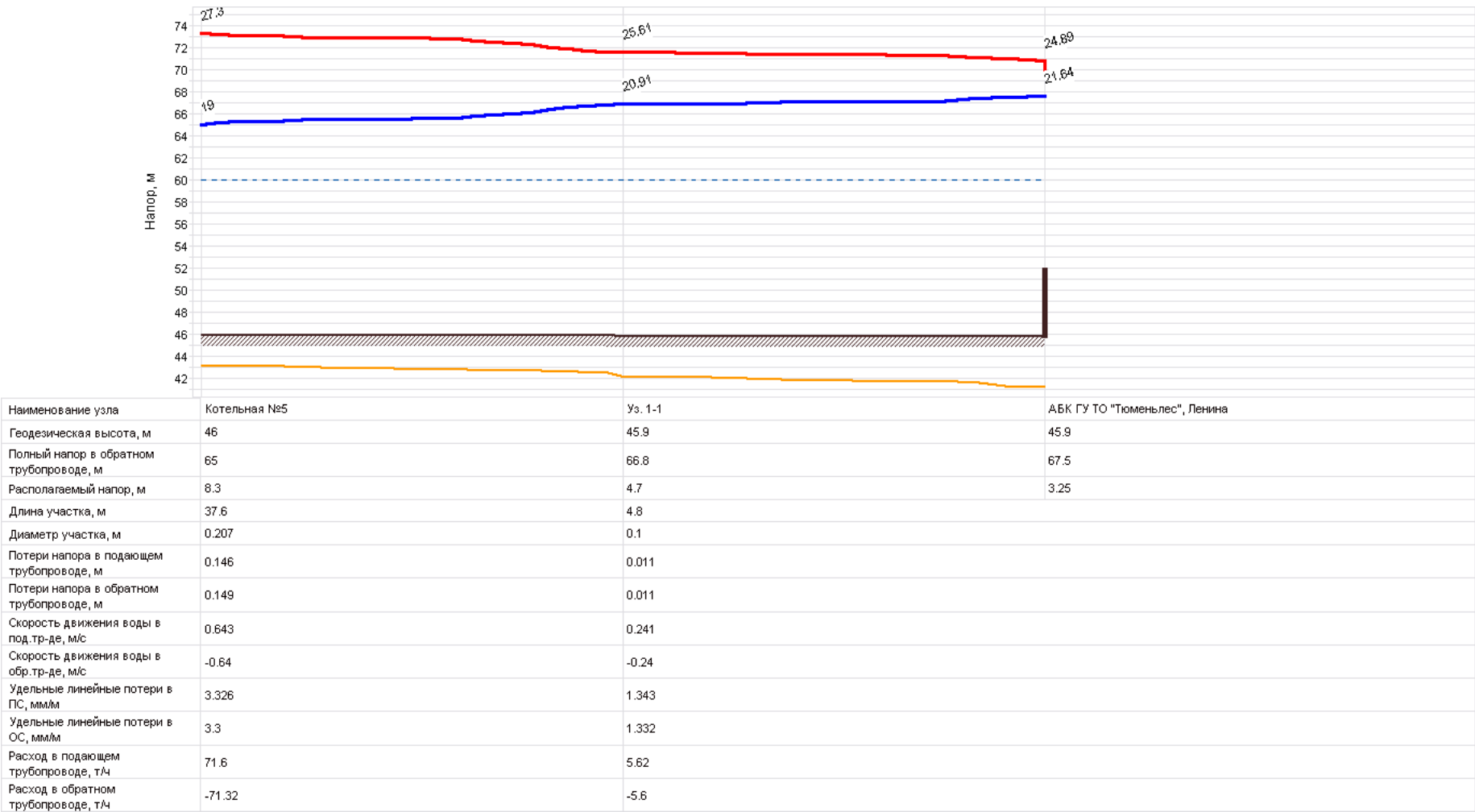


Рисунок 29. Пьезометрический график от котельной № 5 до «АБК ГУ ТО «Тюменьлес», 2019-2024 г.

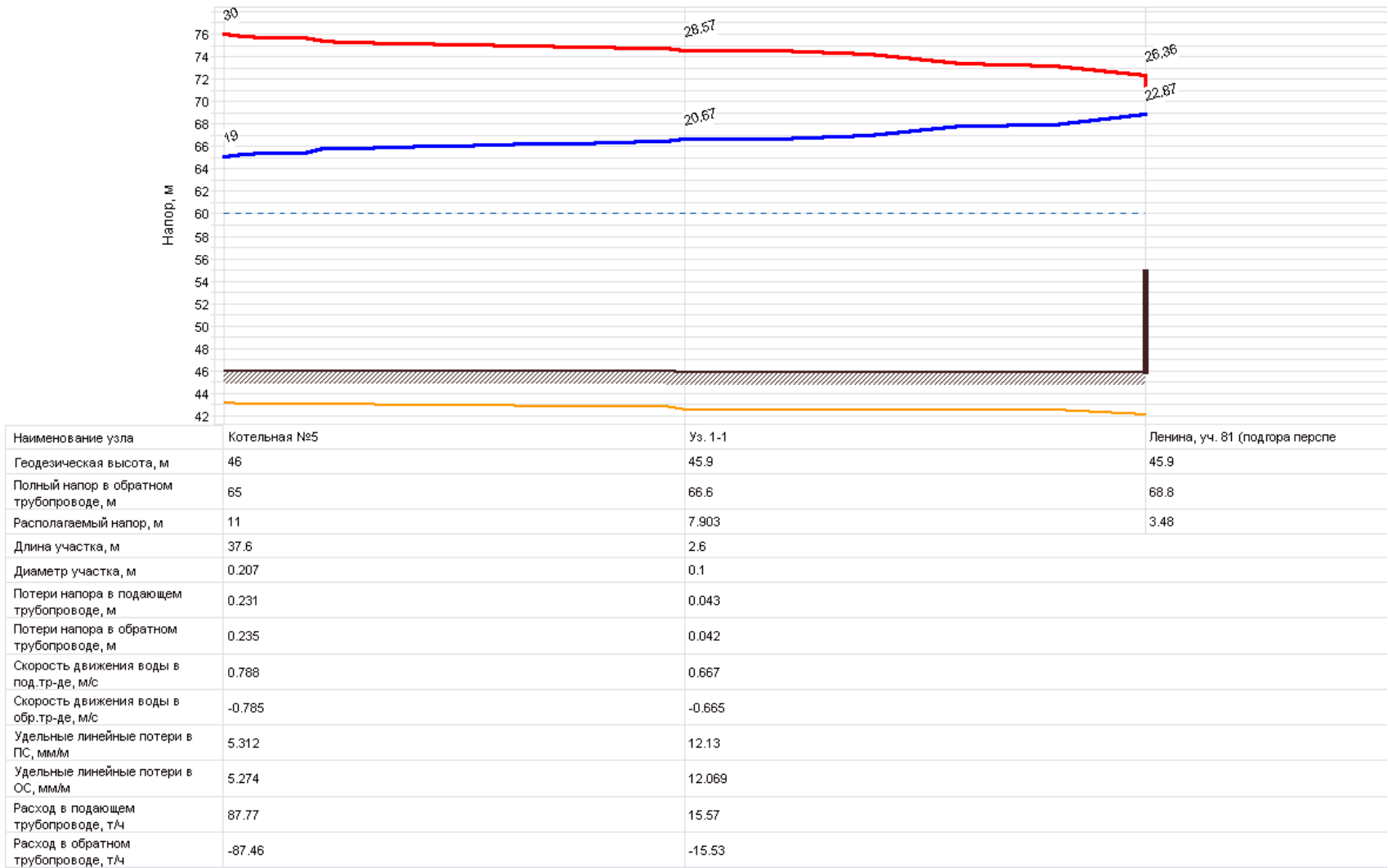


Рисунок 30. Пьезометрический график от котельной № 5 до «Ленина, уч. 81», 2028 г.

Таблица 19

Перечень мероприятий, требуемый для реализации Варианта 3

Адрес участка	Тип строительства	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Уд. линейные потери напора в под. трубопроводе, мм/м	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 5	Новое строительство	170	0,15	0,15	1,08	0,191	Подземная бесканальная
Котельная № 5	Реконструкция	175	0,15	0,15	1,497	0,372	Надземная
Котельная № 5	Реконструкция	125	0,15	0,15	1,289	0,259	Надземная