ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД ВЛАДИМИР» ДО 2041 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2026 ГОД)

ГЛАВА 3

ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД ВЛАДИМИР»

Владимир 2025 г.

СОСТАВ РАБОТ

Схема теплоснабжения муниципального образования «город Владимир». Утверждаемая часть

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «город Владимир»:

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

Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования «город Владимир»

Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования «город Владимир»

Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

Глава 10 Перспективные топливные балансы

Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения

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

Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования «город Владимир»

Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия

Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций

Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава 19 Оценка экологической безопасности теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ РАБОТ ... **2**
СОДЕРЖАНИЕ ... **3**
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ ... **4**
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ... **6**
Часть 1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов ... **10**
Часть 2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения ... **12**
Часть 3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное ... **16**
3.1 Административное деление ... 16
Часть 4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть ... **18**
4.1 Наладочный расчет тепловой сети ... 19
4.2 Поверочный расчет тепловой сети. Калибровка электронной модели. ... 19
Часть 5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии ... **20**
Часть 6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку ... **20**
Часть 7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя ... **21**
Часть 8 Расчет показателей надежности теплоснабжения ... **22**
Часть 9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения ... **22**
Часть 10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей ... **22**
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ... **33**
Приложение 1. Данные по калибровке электронной модели ... **35**
Приложение 2. Данные по подключению новых абонентов за базовый период схемы теплоснабжения ... **36**
Приложение 3. Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению в следующую пятилетку ... **37**

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АО – акционерное общество.
БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка.
ВВП – водо-водяной подогреватель.
ГВС – горячее водоснабжение.
ГРП – газораспределительный пункт.
ДРГ – дымосос рециркуляции дымовых газов.
ЖД – индивидуальный жилой дом.
ИБК – инженерно-бытовой корпус.
ИТП – индивидуальный тепловой пункт.
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.
КПД – коэффициент полезного действия.
КТЦ – котлотурбинный цех.
ЛПУМГ – линейное производственное управление магистральных газопроводов.
МБУ – муниципальное бюджетное учреждение.
МКД – многоквартирный жилой дом.
МО г. Владимир – муниципальное образование «город Владимир».
н/д – нет данных.
НПО – научно-производственное объединение.
НС – насосная станция.
О – отопление.
ОАО – открытое акционерное общество.
ОБ – основной бойлер.
ОВ – отопление и вентиляция.
ОГКП – областное государственное казенное предприятие.
ОЗ – общественные здания.
ООО – общество с ограниченной ответственностью.
ПАО «Т Плюс» – Публичное акционерное общество «Т Плюс»
ПБ – пиковый бойлер.
ПЗ – производственные здания.
ППУ – пенополиуретан.
ПСГ – подогреватель сетевой горизонтальный.
РВД – ротор высокого давления.
РТС – районная тепловая станция.
СВ – система вентиляции.
С.Н. – собственные нужды
СО – система отопления.
ТГ – турбогенератор.
ТО – теплоснабжающая организация.
ТП – тепловой пункт.
ТКЗ – Таганрогский котлостроительный завод.
ТС – тепловые сети.

ТУ – технические условия.
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.
ТЭЦ-2 – Владимирская ТЭЦ-2 филиала «Владимирский» ПАО «Т Плюс»
ХВО – химическая водоочистка.
ФНПЦ – федеральный научно-производственный центр.
ХВП – химическая водоподготовка.
ХОВ – химически очищенная вода.
ЦВД – цилиндр высокого давления.
ЦТП – центральный тепловой пункт.
G1/ G2 – Расход теплоносителя в подающем / обратном трубопроводах, ($м^3$/ч / $м^3$/ч)
Р1/Р2 – Давление в подающем/обратном трубопроводах, (м вод. ст. / м вод. ст.)

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения МО г. Владимир на базе информационно-графической системы «Zulu» (далее по тексту - электронная модель) разрабатывалась в целях:

- повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города;
- проведения единой политики в организации текущей деятельности предприятий и в перспективном развитии всей системы теплоснабжения города;
- обеспечения устойчивого градостроительного развития города;
- разработка мер для повышения надежности системы теплоснабжения города;
- минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций в системе теплоснабжения;
- создания единой информационной платформы для обеспечения мониторинга развития.

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач:

- создания общегородской электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей, и объектов системы теплоснабжения города Владимира, привязанных к топооснове города;
- сведения балансов тепловой энергии;
- оптимизации существующей системы теплоснабжения (оптимизация гидравлических режимов, моделирование перераспределения тепловых нагрузок между источниками, определение оптимальных диаметров, проектируемых и реконструируемых тепловых сетей и теплосетевых объектов и т.д.);
- оперативного моделирования обеспечения тепловой энергией потребителей при аварийных ситуациях;
- мониторинг развития схемы теплоснабжения города Владимира;
- моделирование и анализ вариантов развития системы теплоснабжения (подключение новых потребителей к существующим системам теплоснабжения, строительство новых источников теплоснабжения и моделирование зон их действия и пр.);
- формирование программ мероприятий для реализации разработанных вариантов развития (программ нового строительства и реконструкции теплосетевого хозяйства) или анализ программ, представленных теплоснабжающими организациями;
- анализ спорных вопросов по снятию «обременений» при выдаче ТУ на подключение теплоснабжающими организациями (например, анализ целесообразности реконструкции с увеличением диаметра или нового строительства трубопроводов тепловых сетей).

В дальнейшем возможно на единой платформе организовать АРМ основных служб, таких как: ПТО, службы режимов, службы наладки, службы перспективного развития, диспетчерских служб, служб эксплуатации и ремонта тепловых сетей и т.д.

В качестве примера, ниже приведены возможные варианты использования электронной модели системы теплоснабжения в теплоснабжающей организации.

ПТО:

- графическое представление схемы тепловой сети с привязкой к единой городской топооснове;

- паспортизация тепловой сети и оборудования, создание и отображение схем узлов и участков;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию согласно действующим нормативным документам;
- формирование обобщенной справочной информации по заданным критериям, специальных отчетов о параметрах и режимах тепловой сети;
- анализ объектов с заданными свойствами (ремонт, чужой баланс, камеры с заданным оборудованием и т.п.).

Служба режимов и наладки:

- разработка гидравлических режимов тепловых сетей
- формирование отчетов по наладочным расчетам потребителей (расчет диаметров сужающих устройств);
- наладочный расчет при подключении новых потребителей (расчет диаметров сужающих устройств);
- моделирование переключений запорной арматуры при формировании графика ремонтов.

Отдел эксплуатации и ремонта:

- ведение архива дефектов и повреждений;
- формирование отчетов, табличных и графических справок и выборок по различным критериям;
- формирование отчетов по гидравлическим расчетам тепловой сети, моделирование переключений запорной арматуры при формировании графика ремонтов.

Отдел перспективного развития:

- определение существующих и перспективных балансов производства и потребления тепловой энергии по источникам;
- определение оптимальных вариантов перспективного развития системы теплоснабжения по критериям надежности, качества и экономичности;
- определение надежности существующей и перспективной схемы тепловых сетей;
- разработка оптимальных вариантов обеспечения тепловой энергией потребителей при аварийных ситуациях по критериям надежности, качества и экономичности;
- определение необходимости и возможности строительства новых источников тепловой энергии;
- моделирование переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в т.ч. переключения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- мониторинг реализации программы развития теплоснабжения.

Отдел подготовки и реализации ТУ:

- создание и ведение слоя перспективной застройки;
- формирование и ведение базы данных по выдаче ТУ и УП;
- определение точки подключения потребителя;
- оценка возможности выдачи ТУ (формирование отчета о наличии свободной мощности на ближайших источниках и пропускной способности тепловых сетей);
- формирование технических условий на подключение новых потребителей.

При разработке Схемы теплоснабжения электронная модель являлась основным инструментом для моделирования развития теплосетевых объектов.

Для разработки вариантов развития системы теплоснабжения посредством ГИС-программ было осуществлено совмещение сетки «пятен» перспективной застройки и зон действия (тепловых сетей) энергоисточников, полученных на этапе формирования существующего состояния системы теплоснабжения в электронной модели. Таким образом, возникающие приросты тепловой нагрузки были локализованы и привязаны к конкретному энергоисточнику и (по возможности) к ближайшей тепловой камере на сетях теплоисточника.

После проведения серий предварительных гидравлических расчетов были определены требуемые диаметры и предварительные трассировки трубопроводов тепловых сетей, а также предварительные мероприятия по строительству теплосетевых объектов и развитию систем теплоснабжения.

Необходимыми условиями для реализации внедрения и дальнейшей эксплуатации электронной модели системы теплоснабжения города Владимира являются:

- определение организации или подразделения Администрации города, ответственных за функционирование электронной модели и актуализацию её состояния;
- назначение администратора внедряемой системы;
- определение основных пользователей электронной модели;
- организация АРМ пользователей;
- организация сервера для установки ЭМ;
- организация сети передачи данных между пользователями системы и сервером.

В функционировании системы должны участвовать следующие группы персонала:

- эксплуатационный персонал - администратор системы, специалист, обеспечивающий функционирование технических и программных средств, обслуживание и обеспечение рабочих мест пользователей, в обязанности которого также должно входить выполнение специальных технологических функций, таких как: ведение списков пользователей, регулирование прав доступа пользователей к документам и операциям над ними, а также контроль за целостностью и сохранностью информации в базах данных;
- пользователи - сотрудники, непосредственно участвующие в работе с информацией и осуществляющие её обработку на автоматизированных рабочих местах с помощью средств системы.

В качестве рекомендации по выбору основных пользователей системы предлагается в структуре Администрации города или выбранной Администрацией организации определить основных пользователей электронной модели. Как правило, это сотрудники специализированных подразделений департамента ЖКХ, координирующие планирование развития инженерной инфраструктуры города. Однако ввиду того, что данные по объектам систем теплоснабжения постоянно меняются, также необходимо организовать процесс актуализации данных в модели. В связи с этим целесообразно на базе разработанной электронной модели организовать мониторинг развития схем теплоснабжения в эксплуатирующих теплосетевых компаниях (на данном этапе развития системы теплоснабжения – ПАО «Т Плюс»).

Параллельно процессу внедрения электронной модели в подразделения Администрации города целесообразно организовать процесс актуализации данных в теплосетевой компании. В противном случае, в течение года данные «устареют», и принимать на их основе стратегические решения по развитию систем теплоснабжения станет невозможным.

В перспективе можно рассматривать возможность организации на базе разработанной электронной модели системы теплоснабжения города Владимира максимально наполненной модели систем коммунальной инфраструктуры (при разработке электронных моделей систем водоснабжения и газоснабжения на базе пакетов «ZuluHydro» («ЗулуГидро») и «ZuluGaz» («ЗулуГаз») соответственно). Возможность использования для нанесения инженерных сетей различных систем коммунальной инфраструктуры общей топоосновы и единого рабочего пространства предусмотрена в пакете «Zulu» и предоставляет значительные дополнительные преимущества. В частности, возможность оценить взаимное расположение трубопроводов инженерных сетей различной принадлежности может существенно упростить выполнение задач и сократить время на разработку мероприятий по реконструкции (выносу) сетей при осуществлении проектов по развитию какой-либо из систем коммунальной инфраструктуры.

Часть 1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов

В качестве исходного материала для позиционирования объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, потребители) на топооснове города были использованы схемы тепловых сетей систем теплоснабжения и карта геоинформационной системы «2ГиС».

Электронная модель выполнена с привязкой к глобальной системе координат и учетом масштабов изображения на мировой карте (учтены геометрические размеры, пропорции и расстояния), что позволяет ориентироваться на местности при подключении новых потребителей; выполнять визуальную оценку реальных масштабов сетей и расположения таких объектов как дороги, дома и т.п.; принимать длины участков тепловой сети в соответствии с их изображением на карте.

В электронной модели тепловая сеть состоит из узлов и ветвей, связывающих эти узлы. К узлам относятся следующие объекты: источники, насосные станции, тепловые камеры, задвижки, потребители и т.д. Ряд элементов, такие как тепловые камеры, потребители и т.д., допускают дальнейшую классификацию.

Различаются следующие основные технологические типы узлов:

– Потребитель, присоединенный к источнику тепловой энергии

– Потребитель, присоединенный к ЦТП по ГВС

– Источник тепловой энергии

– Тепловая камера

– ЦТП

– Разветвление

– Участок магистральной сети от источника тепловой энергии

– Участок районной тепловой сети

– Участок тепловой сети от ЦТП по ГВС

Всем узлам присваиваются уникальные имена.

Ветви являются графическим изображением трубопроводов и представляют собой многозвенные ломаные линии, соединяющие узлы.

Таким образом, в результате выполнения данного этапа работ была создана топооснова города, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к топооснове,

На данном этапе была описана топологическая связность объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые камеры, участки тепловых сетей, ЦТП, ИТП, потребители). Описание топологической связности представляет собой описание гидравлической структуры узлов системы. В результате выполнения данного этапа работ была создана гидравлическая модель системы теплоснабжения, отражающая существующее положение системы теплоснабжения города.

Общий вид разработанной электронной модели системы теплоснабжения города Владимира представлен на рисунке ниже.

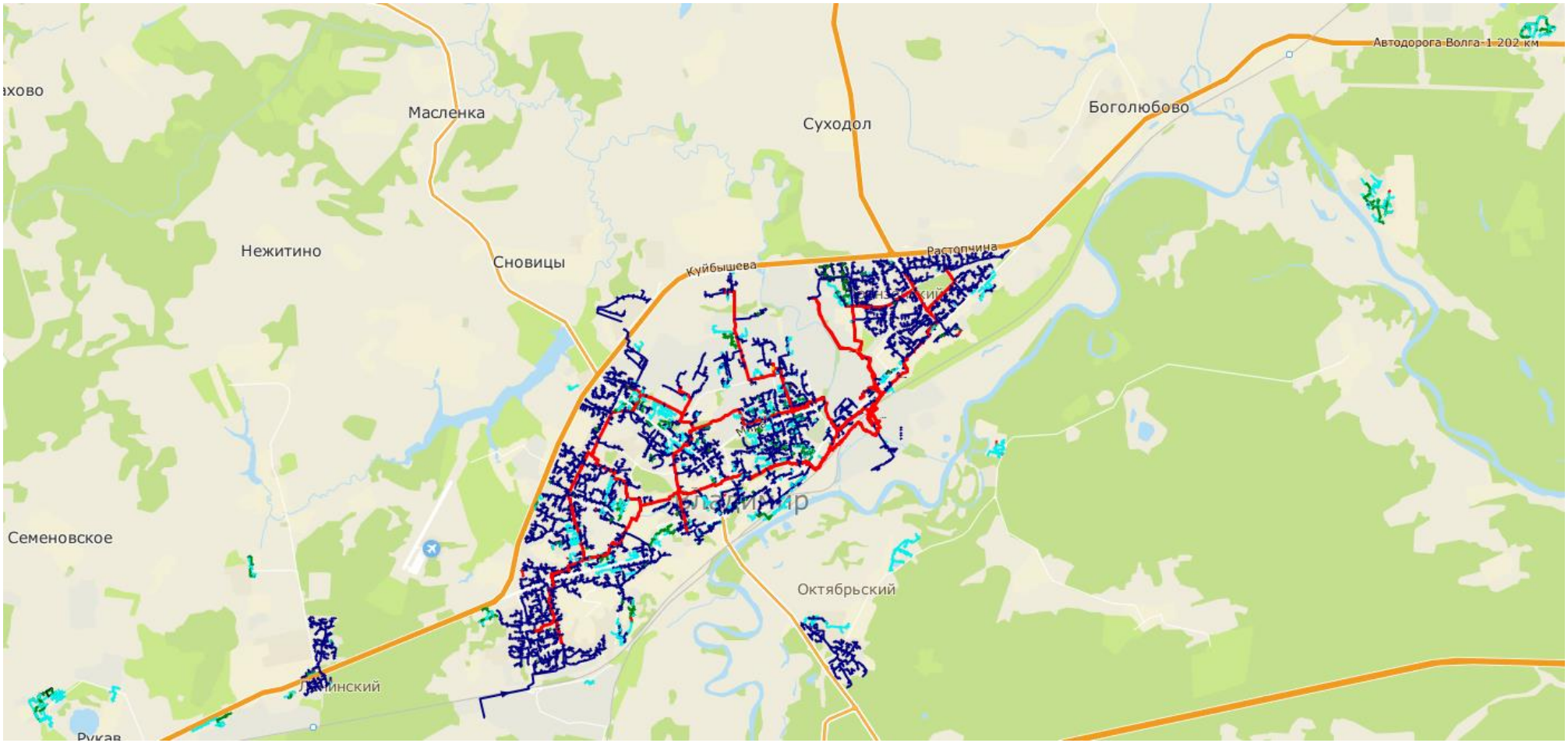


Рисунок 1 – Общий вид электронной модели системы теплоснабжения МО г. Владимир

Часть 2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Параллельно графическому представлению проводился этап информационного описания объектов системы теплоснабжения:

- источники тепловой энергии;
- потребители;
- участки тепловых сетей;
- ЦТП;
- арматура, разветвления, изменения диаметра, перемычки.

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были данные предоставленные теплоснабжающими и теплосетевыми организациями МО г. Владимир.

В существующей базе данных электронной модели описаны следующие паспортные характеристики по основным типам объектов системы теплоснабжения:

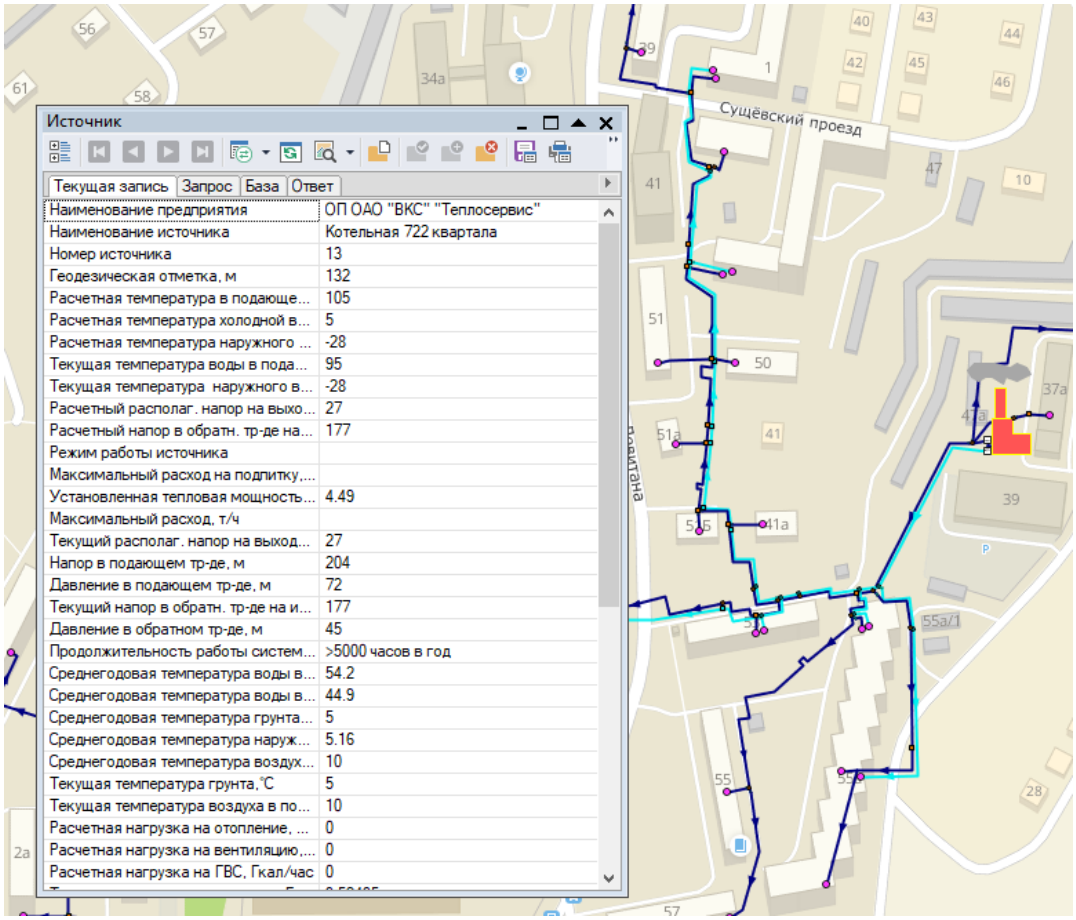


Рисунок 2 – Данные, содержащиеся в электронной модели по объекту источник

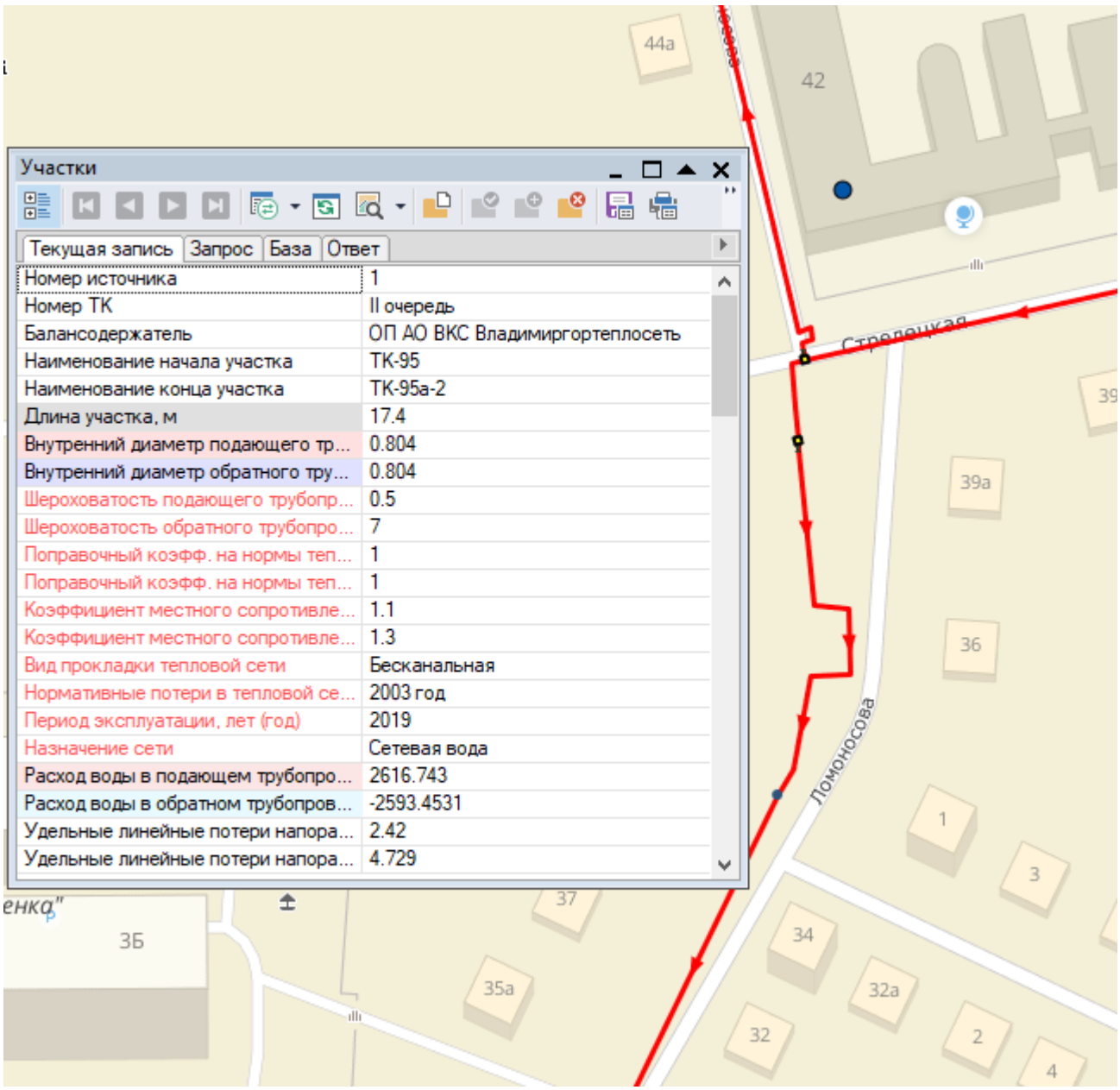


Рисунок 3 – Данные, содержащиеся в электронной модели по объекту участок

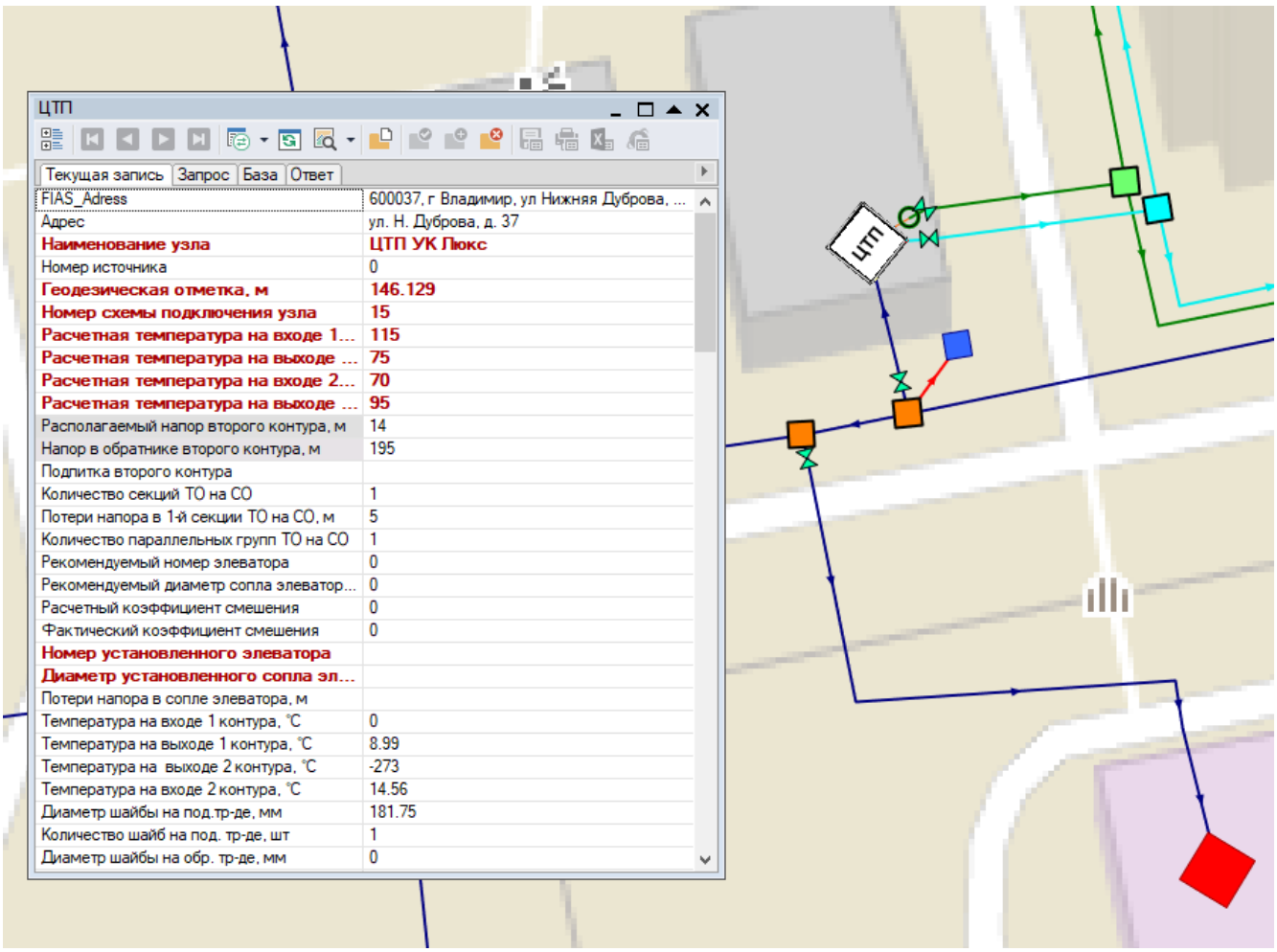


Рисунок 4 – Данные, содержащиеся в электронной модели по объекту ЦТП

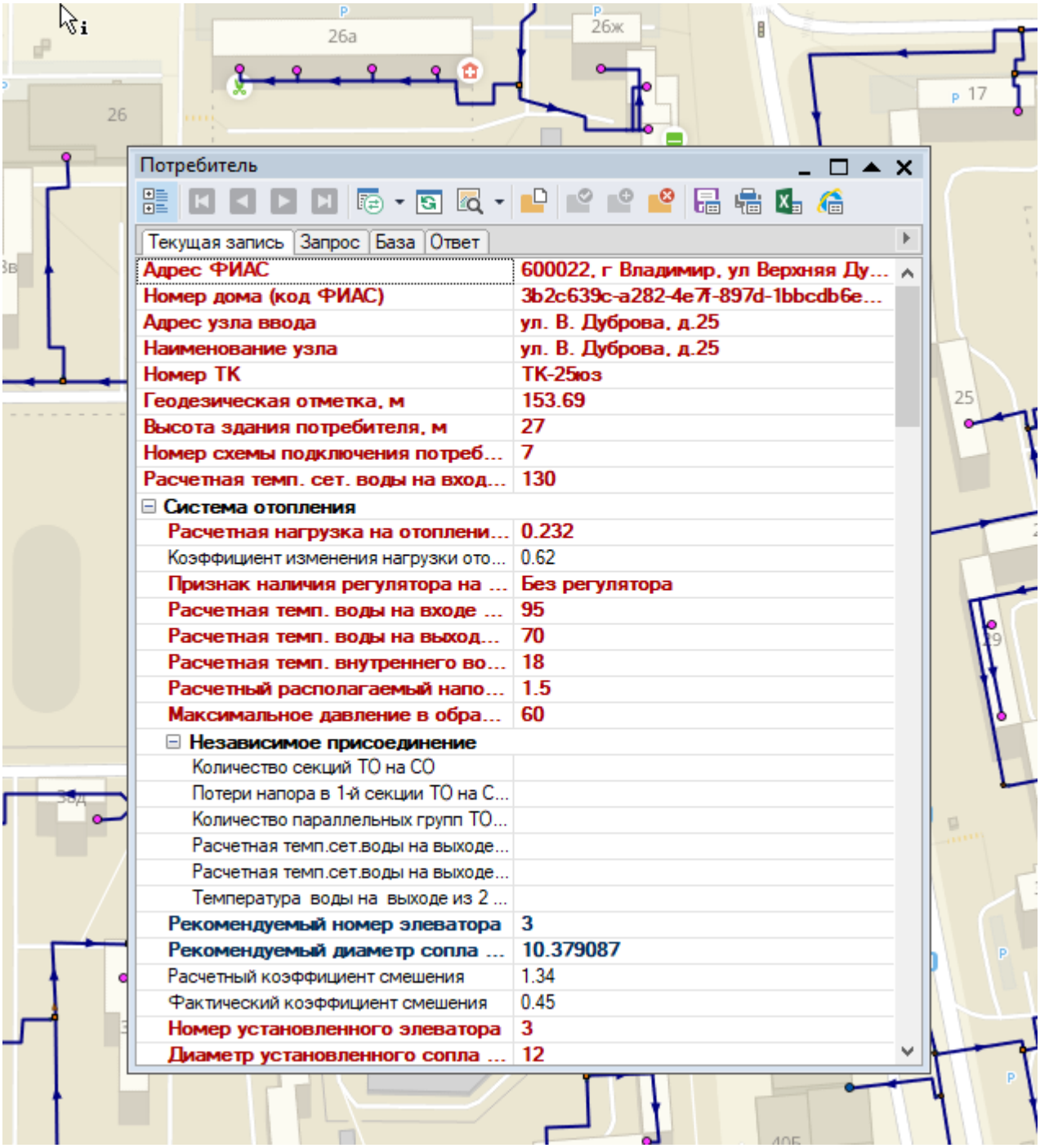


Рисунок 5 – Данные, содержащиеся в электронной модели по объекту потребитель

Состав информации по каждому типу объектов носит как справочный характер (например, балансовая принадлежность и т.д.), так и необходим для функционирования расчетной модели. Полнота заполнения базы данных по параметрам зависела от наличия исходных данных.

Часть 3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

3.1 Административное деление

Границы территории муниципального образования город Владимир установлены Законом Владимирской области от 26.11.2004 № 189-ОЗ «О наделении статусом городского округа муниципального образования город Владимир Владимирской области» (в ред. Закона Владимирской области от 12.12.2017 N 116-ОЗ). В состав муниципального образования входит город Владимир и 17 сельских населенных пунктов (деревни: Аббакумово, Бухолово, Вилки, Злобино, Немцово, Никулино, Оборино, Уварово, Шепелево; села: Кусуново, Мосино, Спасское, Ущер; посёлки: Долгая Лужа, Заклязьменский, Рахманов Перевоз; турбаза «Ладога»).

Территория города Владимира разделена на административно-территориальные единицы – районы: Ленинский, Октябрьский и Фрунзенский.

Административно-территориальное устройство муниципального образования закреплено Уставом муниципального образования город Владимир (Утверждён решением Совета народных депутатов от 25.05.2017 г. № 65).

Расчетные элементы территориального деления

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории МО г. Владимира.

При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий.

Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект.

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий.

Схема кадастрового деления кадастрового района город Владимир на территории кадастрового округа Владимирский утверждена Приказом Комитета по земельным ресурсам и землеустройству по Владимирской области от 26.12.2001 № 121. Территория городского округа Владимир включает в себя 777 кадастровых кварталов и 37 395 участков, поставленных на кадастровый учёт, в том числе с границами – 28 552 (по данным публичной кадастровой карты).

Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения МО г. Владимир.

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории города Владимира представлен на рисунке 6.

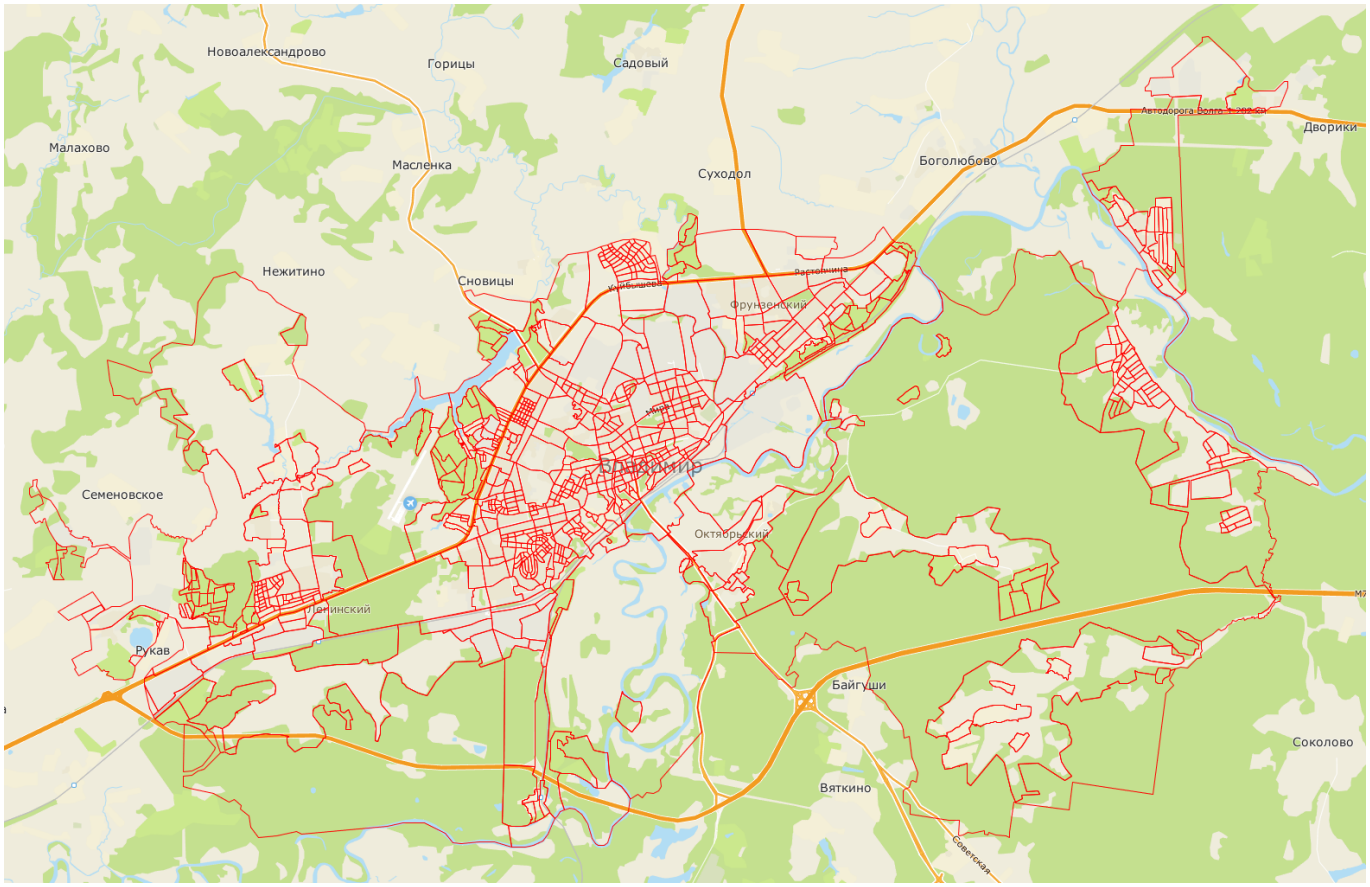


Рисунок 6 – Сетка кадастрового деления территории МО г. Владимир

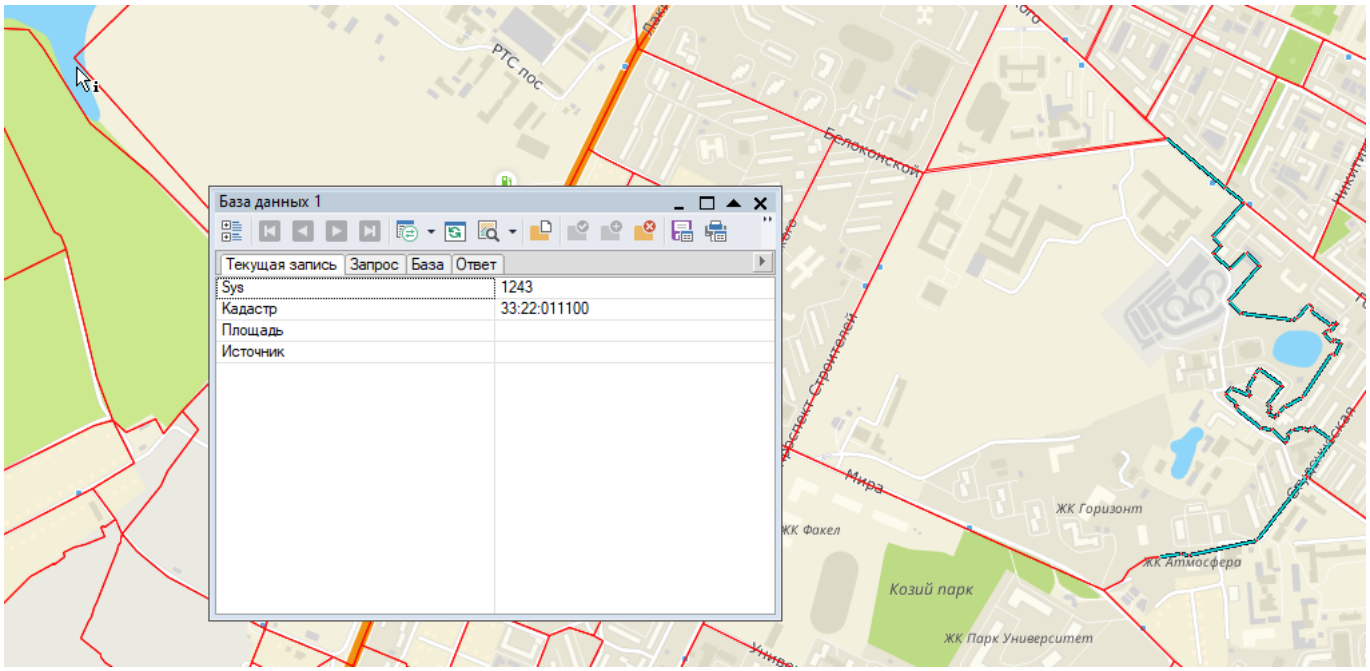


Рисунок 7 – Информация занесенная в базу данных по каждому кадастровому кварталу

Часть 4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Задачей гидравлического расчёта трубопроводов является определение фактических гидравлических сопротивлений основных магистралей и суммы сопротивлений по участкам, начиная от теплового ввода и до каждого потребителя.

Фактические суммарные потери давления на участке складываются из фактических линейных и местных потерь.

$$\Delta P_с = \Delta P_л + \Delta P_м, \text{ м вод. ст.}$$

Фактические линейные потери давления на участке определяются по формуле:

$$\Delta P_л = R_т \cdot l, \text{ м вод. ст., где}$$

$R_т$ - удельные линейные потери давления, м вод. ст./м;
l - длина участка трубопровода, м
Удельные потери давления на трение вычисляются по формуле:

$$R_т = \lambda \cdot \frac{\omega^2 \gamma G^2}{2 g D_в}, \text{где}$$

λ - коэффициент гидравлического трения, определяемый по формуле Колбрука-Уайта;
ω - скорость теплоносителя, м/с;
γ - плотность теплоносителя на расчётном участке трубопровода, кгс/м^3;
g - ускорение свободного падения, м/с^2;
$D_в$ - внутренний диаметр трубы, м;
G - расчётный расход теплоносителя на расчётном участке, т/ч.

Для проведения гидравлического расчёта была составлена расчётная схема в ZuluThermo.
К гидравлическому режиму работы тепловых сетей предъявляют следующие требования:

- а) давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимого рабочего давления в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты и в то же время должно быть выше на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) статического давления систем отопления для обеспечения их заполнения;
- б) давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);
- в) давление воды во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) или величины допустимого кавитационного запаса;
- г) давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом

давление в оборудовании источника теплоты и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности;

- д) перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплопотребления с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах и соплах элеваторов;
- е) статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и обеспечивать заполнение их водой; статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100 °С; для случаев аварийной остановки сетевых насосов или отключения отдельных участков тепловой сети при сложных рельефе местности и гидравлическом режиме допускается учитывать повышение статического давления во избежание кипения воды с температурой выше 100 °С.

4.1 Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

4.2 Поверочный расчет тепловой сети. Калибровка электронной модели.

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

В качестве исходных данных были получены измерения в контрольных точках по основным магистралям системы теплоснабжения в соответствии с существующим режимом в отопительный период. Контрольными точками выступают тепловые камеры, на которых в постоянном режиме ведётся запись параметров сетевой воды – давление в подающем и обратном трубопроводах. (см. Приложение 1)

При поверке на температуру наружного воздуха (далее Тнв), равную - 11 °С и температуру в подающем трубопроводе (далее Тпод), равную 92,7°С. Данные за 18 декабря 2024 года.

Расход сетевой воды в модели от станции отличался от фактического на + 20 т/ч и составлял около 10 800 т/ч, т.е. на менее 1%. Расход сетевой воды на отдельный тепловывод для промпотребителя ГУП комбинат «Тепличный» не входит в анализ.

Для контроля качества выполненной модели производится сравнение с давлением на вводе в тепловые камеры с давлением, полученным по результатам расчёта в электронной модели. Отклонение от фактических значений не превышает как правило 10 %.

Т а б л и ц а 1 – Параметры теплоносителя на выходе из источников тепловой энергии

Наименование источника	ТЭЦ-2
Температура воды в подающем трубопроводе, °С	92,7
Давление в подающем трубопроводе, м вод. ст.	106
Давление в обратном трубопроводе, м вод. ст.	30
Располагаемый напор на выходе из источника, м вод. ст.	76
Температура наружного воздуха, Тнв, °С	- 11
Расход сетевой воды от ТЭЦ, т/ч	10 800

Часть 5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Пакет инженерных расчетов Zulu Thermo способен осуществлять анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

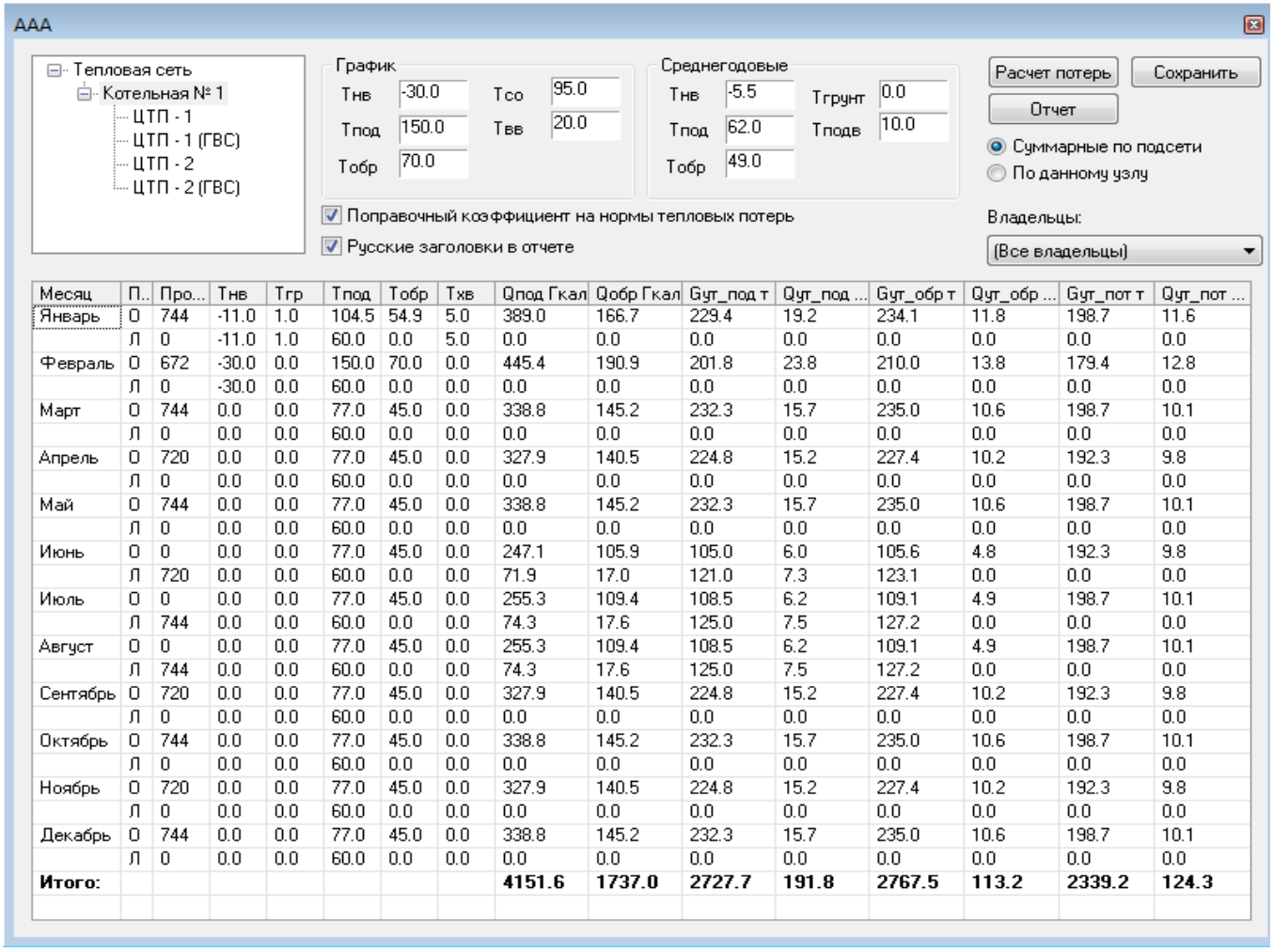
Часть 6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию. Балансы тепловой энергии по источникам тепловой энергии приведены в Главе 4 Обосновывающих материалов.

Часть 7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Пакет инженерных расчетов Zulu Thermo способен осуществлять расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.



Месяц	П..	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тхв	Qпод Гкал	Qобр Гкал	Gут_под т	Qут_под ...	Gут_обр т	Qут_обр ...	Gут_пот т	Qут_пот ...
Январь	О	744	-11.0	1.0	104.5	54.9	5.0	389.0	166.7	229.4	19.2	234.1	11.8	198.7	11.6
	Л	0	-11.0	1.0	60.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Февраль	О	672	-30.0	0.0	150.0	70.0	0.0	445.4	190.9	201.8	23.8	210.0	13.8	179.4	12.8
	Л	0	-30.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Март	О	744	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	338.8	145.2	232.3	15.7	235.0	10.6	198.7	10.1
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Апрель	О	720	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	327.9	140.5	224.8	15.2	227.4	10.2	192.3	9.8
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Май	О	744	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	338.8	145.2	232.3	15.7	235.0	10.6	198.7	10.1
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Июнь	О	0	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	247.1	105.9	105.0	6.0	105.6	4.8	192.3	9.8
	Л	720	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	71.9	17.0	121.0	7.3	123.1	0.0	0.0	0.0
Июль	О	0	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	255.3	109.4	108.5	6.2	109.1	4.9	198.7	10.1
	Л	744	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	74.3	17.6	125.0	7.5	127.2	0.0	0.0	0.0
Август	О	0	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	255.3	109.4	108.5	6.2	109.1	4.9	198.7	10.1
	Л	744	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	74.3	17.6	125.0	7.5	127.2	0.0	0.0	0.0
Сентябрь	О	720	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	327.9	140.5	224.8	15.2	227.4	10.2	192.3	9.8
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Октябрь	О	744	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	338.8	145.2	232.3	15.7	235.0	10.6	198.7	10.1
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ноябрь	О	720	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	327.9	140.5	224.8	15.2	227.4	10.2	192.3	9.8
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Декабрь	О	744	0.0	0.0	77.0	45.0	0.0	338.8	145.2	232.3	15.7	235.0	10.6	198.7	10.1
	Л	0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Итого:								**4151.6**	**1737.0**	**2727.7**	**191.8**	**2767.5**	**113.2**	**2339.2**	**124.3**

Рисунок 8 – Расчет тепловых потерь через изоляцию

Часть 8 Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности.

Расчет позволяет:

- Рассчитывать надежность и готовность системы теплоснабжения к отопительному сезону.
- Разрабатывать мероприятия, повышающие надежность работы системы теплоснабжения.

Расчет выполняется в соответствии с Методикой и алгоритмом расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов ОАО «Газпром промгаз». Методика и результаты расчетов представлены в Главе 11 Обосновывающих материалов.

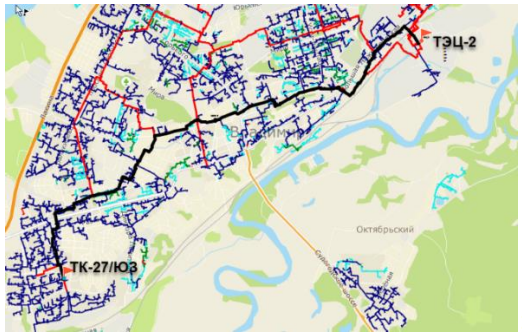
Часть 9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

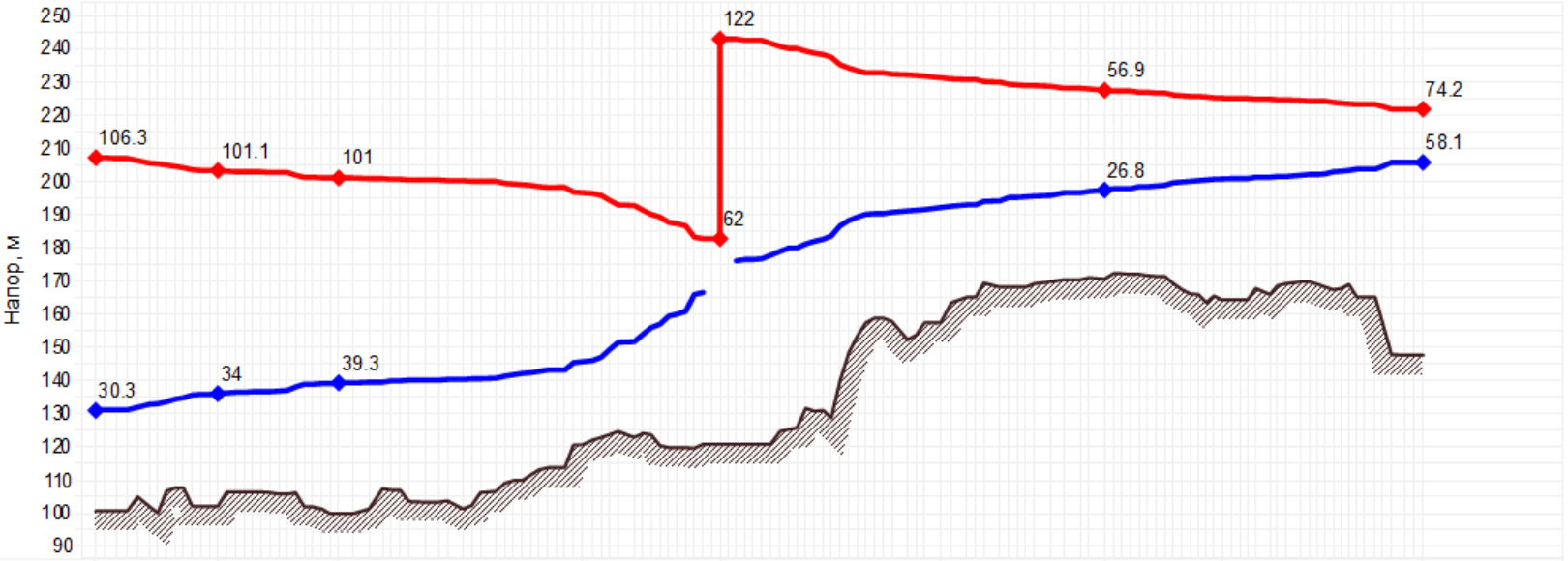
ГИС Zulu позволяет осуществлять групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.

Для учета перспективных тепловых нагрузок в электронной модели присоединены все перспективные потребители, приведенные в Главе 2 Обосновывающих материалов.

Часть 10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

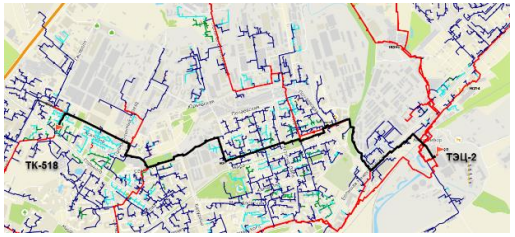
Ниже приведены пьезометрические графики от источников тепловой энергии до тепловых камер, где ведутся постоянные замеры параметров (давление в подающем и обратном трубопроводе, температуры).

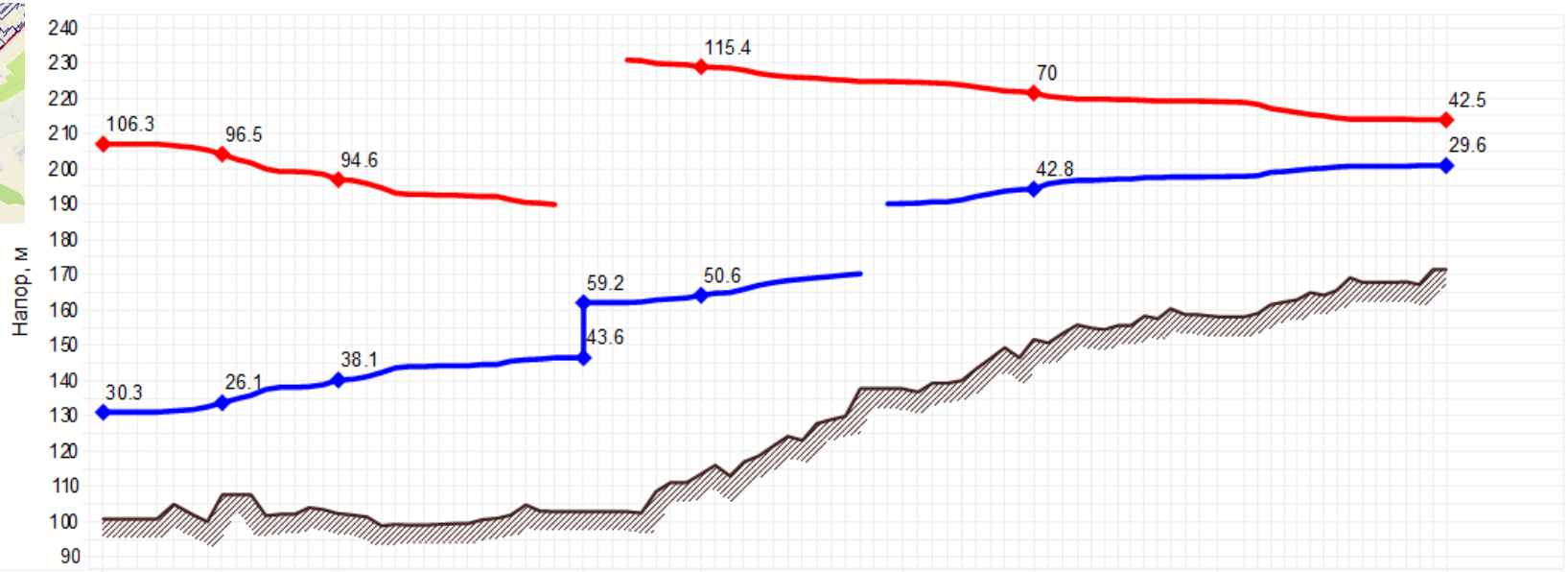




Наименование узла	ТЭЦ-2	т.100/2	переход на б/канал	УУТЭ т.290/2	НСП-3	УУТЭ тк.106/2	ТК-124/2	УУТЭ тк.8/ЮЗ	ТК-27пр/ЮЗ
Геодезическая высота, м	100.74	102.04	99.88	120.55	120.7	157.35	170.56	164.24	147.55
Располагаемый напор, м	75.998	67.173	61.707	50.917		40.167	30.107	24.252	16.088
Длина участка, м	1	76.3	19.7	16.2	1	247.3	70.9	1	
Диаметр участка, м		0.804	0.804	0.804		0.804	0.702		
Потери напора в ПТ, м	0.039	0.158	0.038	0.19	0.003	0.763	0.24	0	
Потери напора в ОТ, м	0.034	0.222	0.054	0.298		1.067	0.339	0	
Скорость воды в ПТ,	4.187	1.004	0.973	2.391	1.525	1.259	1.207	0.332	
Скорость воды в ОТ,	-3.978	-0.942	-0.916	-2.367		-1.207	-1.159	-0.32	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	32.748	1.725	1.62	9.774	2.858	2.572	2.817	0.136	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	28.102	2.43	2.293	15.32		3.597	3.984	0.189	
Расход в ПТ, т/ч	11425.58	1771.79	1716.97	4219.79	4163.83	2221.67	1624.62	907.81	
Расход в ОТ, т/ч	-11109.76	-1699.86	-1651.15	-4269.16		-2176.52	-1593.67	-892.41	

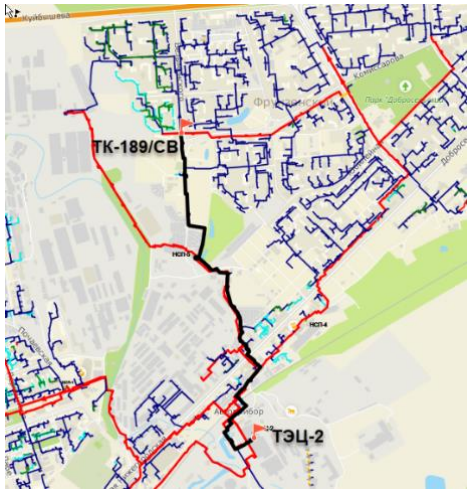
Рисунок 9 – Пьезометрический путь от ТЭЦ-2 до наиболее отдалённой контрольной камеры ТК-27юз (10,4 км)

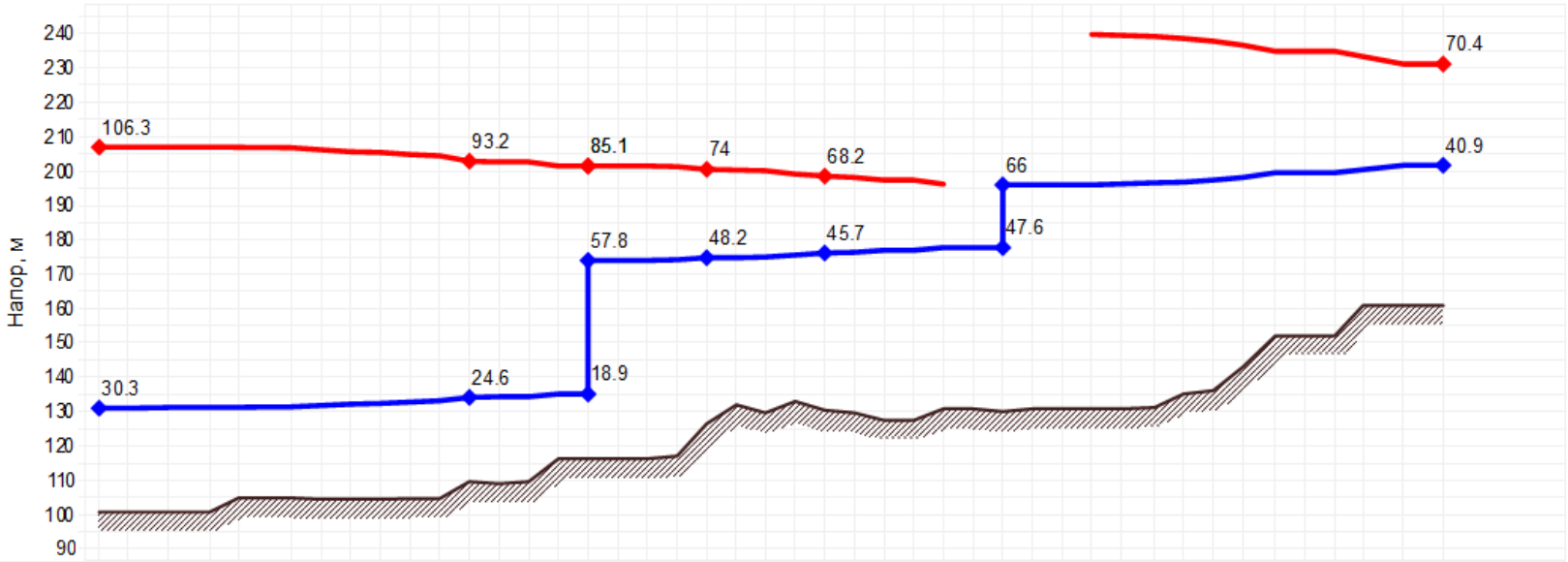




Наименование узла	ТЭЦ-2	т.34-1	т. 123/1	НСП-1	т.250/1	УУТЭ НСР-1	т.350/1	УУТЭ тк.500/1 (прямо)	ТК-518/1
Геодезическая высота, м	100.74	107.52	102.19	102.83	113.56	137.74	151.51	158.05	171.3
Располагаемый напор, м	75.998	70.432	56.555		64.752	34.672	27.22	21.249	12.873
Длина участка, м	1	190.2	23.3	1	81.8	41.4	498.7	22	
Диаметр участка, м		0.804	0.804		0.702	0.614	0.702	0.515	
Потери напора в ПТ, м	0.039	1.411	0.165		0.363	0.197	1.107	0.142	
Потери напора в ОТ, м	0.034	1.282	0.15	0.001	0.526	0.272	1.501	0.088	
Скорость воды в ПТ,	4.187	1.571	1.537		1.427	1.358	1.009	1.081	
Скорость воды в ОТ,	-3.978	-1.411	-1.381	-0.62	-1.256	-1.156	-0.859	-1.034	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	32.748	6.183	5.917		3.695	3.972	1.849	5.388	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	28.102	5.617	5.379	0.807	5.36	5.473	2.508	3.349	
Расход в ПТ, т/ч	11425.58	2771.13	2710.85		1919.62	1397.17	1357.96	783.23	
Расход в ОТ, т/ч	-11109.76	-2551.02	-2496.4	-1733.59	-1729.99	-1219.26	-1183.54	-767.45	

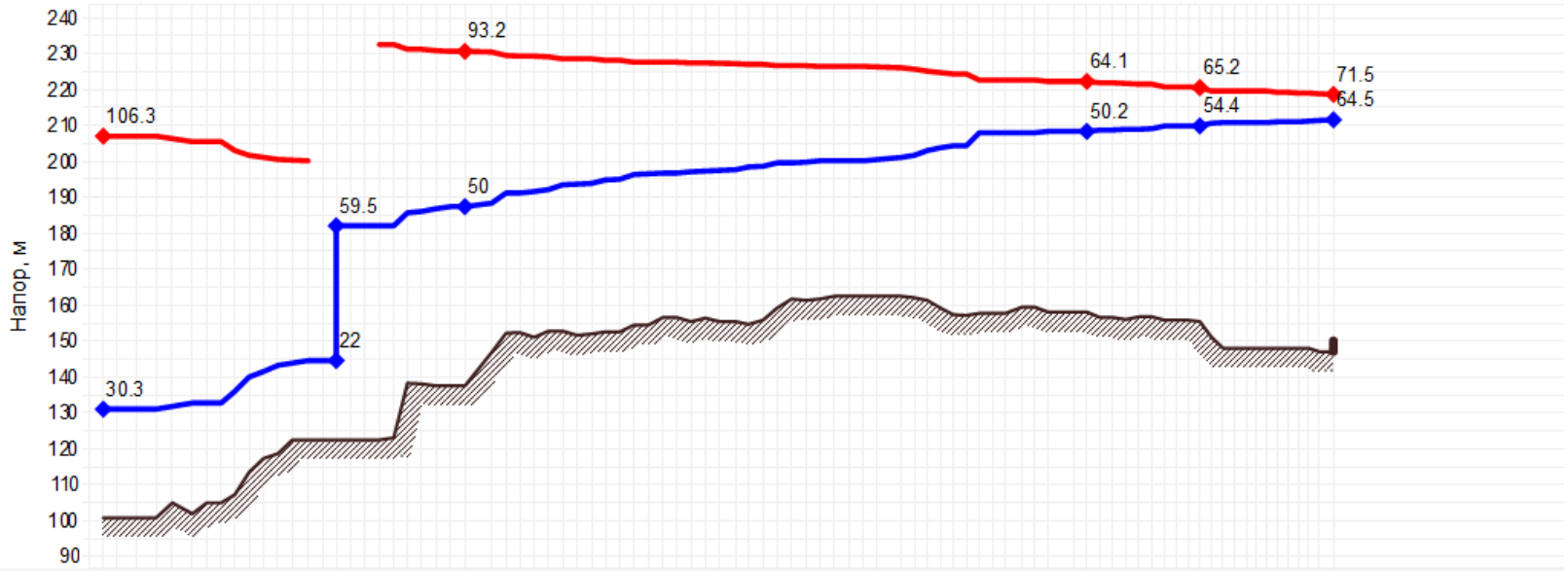
Рисунок 10 – Пьезометрический путь от ТЭЦ-2 до наиболее отдалённой контрольной камеры ТК-518 (7,4 км)





Наименование узла	ТЭЦ-2	УУТЭ Северо-Восток	т.90/СВ		т.113/СВ	т.128/СВ	НСП-5	УУТЭ НСП-5	ТК-189/СВ
Геодезическая высота, м	100.74	104.9	109.57	116.2	126.45	130.28	130	130.73	160.75
Располагаемый напор, м	75.998	75.548	68.619		25.767	22.415		43.728	29.486
Длина участка, м	1	13	13.5	1	46.1	53.9	1	105.3	
Диаметр участка, м		0.614	0.614		0.614	0.614		0.614	
Потери напора в ПТ, м	0.039	0.052	0.07	0	0.226	0.264		0.676	
Потери напора в ОТ, м	0.034	0.046	0.05	0	0.158	0.185	0	0.456	
Скорость воды в ПТ,	4.187	1.372	1.339	0.502	1.299	1.298		1.296	
Скорость воды в ОТ,	-3.978	-1.092	-1.063	-0.398	-1.026	-1.026	-0.387	-1.027	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	32.748	3.364	4.345	0.326	4.088	4.082		5.352	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	28.102	2.966	3.069	0.229	2.862	2.863	0.267	3.606	
Расход в ПТ, т/ч	11425.58	1411.22	1377.51	1370.36	1336.18	1335.16		1333.98	
Расход в ОТ, т/ч	-11109.76	-1151.55	-1120.99	-1114.68	-1082.34	-1082.53	-1082.71	-1082.72	

Рисунок 11 – Пьезометрический путь от ТЭЦ-2 до контрольной камеры ТК-189 СВ (3,2 км)



Наименование узла	ТЭЦ-2	НСП-4	переход на канальную	УУТЭ т.40/В	УУТЭ тк.47/В (право)	УТ-1Г	подъём	ул. Добросельская, 219
Геодезическая высота, м	100.74	122.5	137.4	155.45	162.35	158.12	155.4	147
Располагаемый напор, м	75.998		43.201	29.569	25.926	13.849	10.771	7.014
Длина участка, м	1	1	91.2	1	97.7			
Диаметр участка, м			0.614		0.466			
Потери напора в ПТ, м	0.039		0.309	0	0.334			
Потери напора в ОТ, м	0.034	0.001	0.903	0.001	0.66			
Скорость воды в ПТ,	4.187		1.257	0.419	1.06			
Скорость воды в ОТ,	-3.978	-0.566	-1.421	-0.484	-1.019			
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	32.748		2.825	0.172	2.848			
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	28.102	0.671	8.258	0.492	5.628			
Расход в ПТ, т/ч	11425.58		1292.99	1144.49	628.25			
Расход в ОТ, т/ч	-11109.76	-1581.46	-1497.49	-1353.76	-618.62			

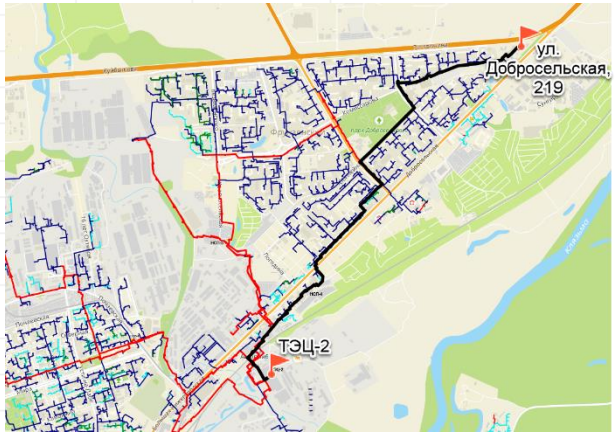
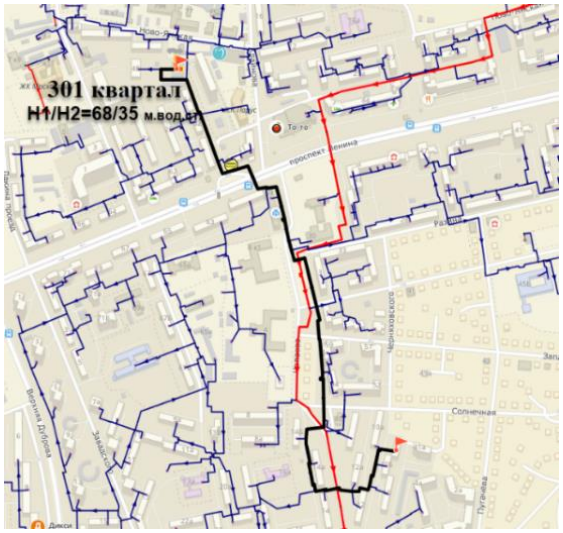
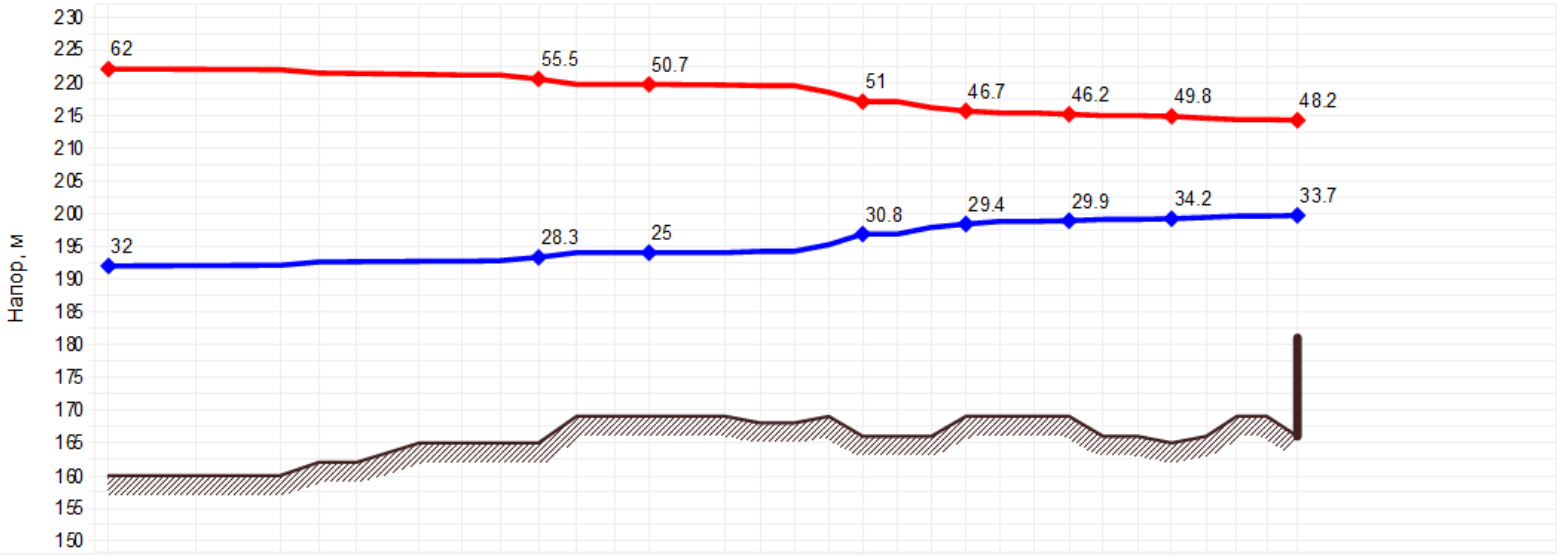


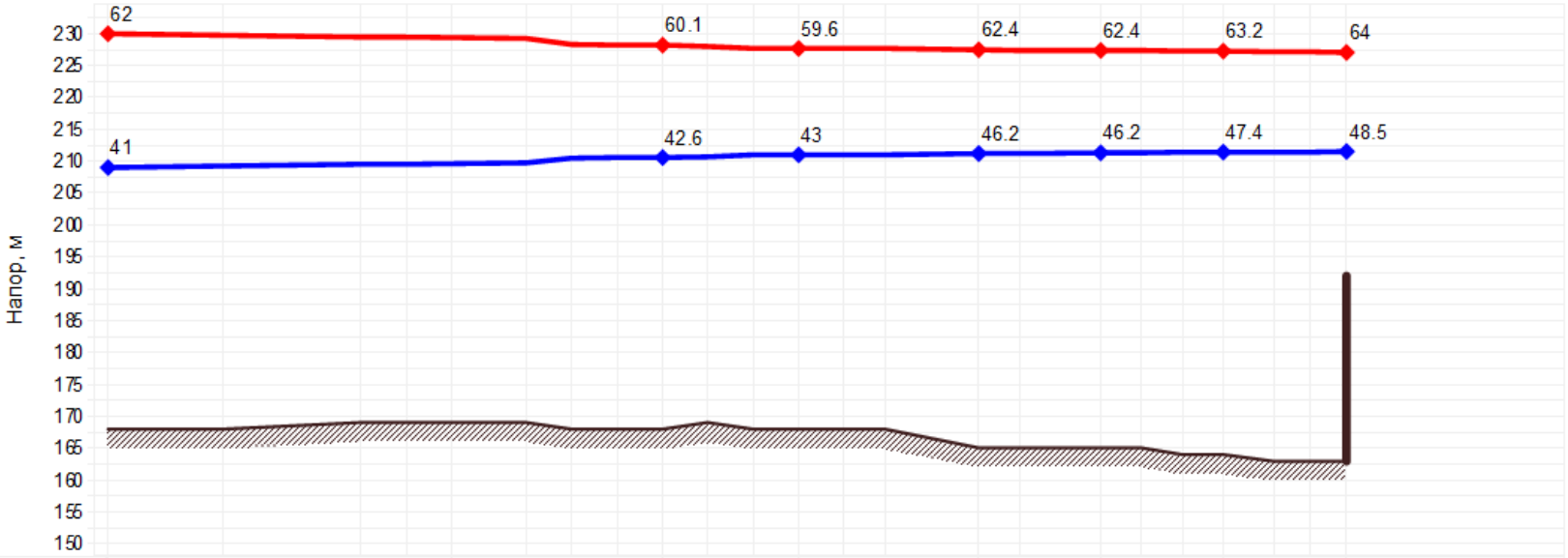
Рисунок 12 – Пьезометрический путь от ТЭЦ-2 до самого отдалённого потребителя в северо-восточной части города (расстояние от ТЭЦ-2 составляет 5,6 км). Располагаемый напор 7 м вод. ст.





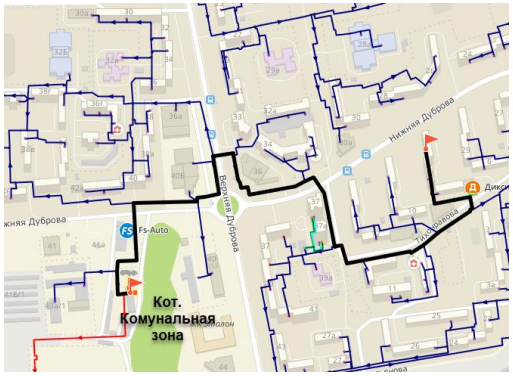
Наименование узла	Котельная 301 квартала*	УУТЭ УТ-2 - УТ-3	УТ-4	смена года прокладки	УТ-80А	УТ-22	УТ-24	УТ-25В	ул. Василисина, д.10в
Геодезическая высота, м	160	162	165	169	166	169	169	165	166
Располагаемый напор, м	30	28.841	27.209	25.717	20.225	17.266	16.249	15.573	14.465
Длина участка, м	13.7	48	145.5	38.9	2.1	54.8	67.9	42.4	
Диаметр участка, м	0.414	0.414	0.309	0.259	0.15	0.15	0.15	0.1	
Потери напора в ПТ, м	0.104	0.184	0.799	0.058	0.03	0.305	0.201	0.248	
Потери напора в ОТ, м	0.092	0.163	0.675	0.059	0.033	0.377	0.168	0.205	
Скорость воды в ПТ,	0.959	0.682	0.83	0.337	0.705	0.506	0.368	0.386	
Скорость воды в ОТ,	-0.935	-0.664	-0.807	-0.363	-0.794	-0.601	-0.359	-0.377	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	5.843	2.953	4.224	1.149	11.06	4.286	2.275	4.492	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	5.17	2.611	3.568	1.163	12.026	5.297	1.902	3.713	
Расход в ПТ, т/ч	442.13	314.25	211.68	60.19	41.24	29.6	21.55	9.76	
Расход в ОТ, т/ч	-437.68	-310.94	-209.28	-65.86	-47.23	-35.7	-21.35	-9.68	

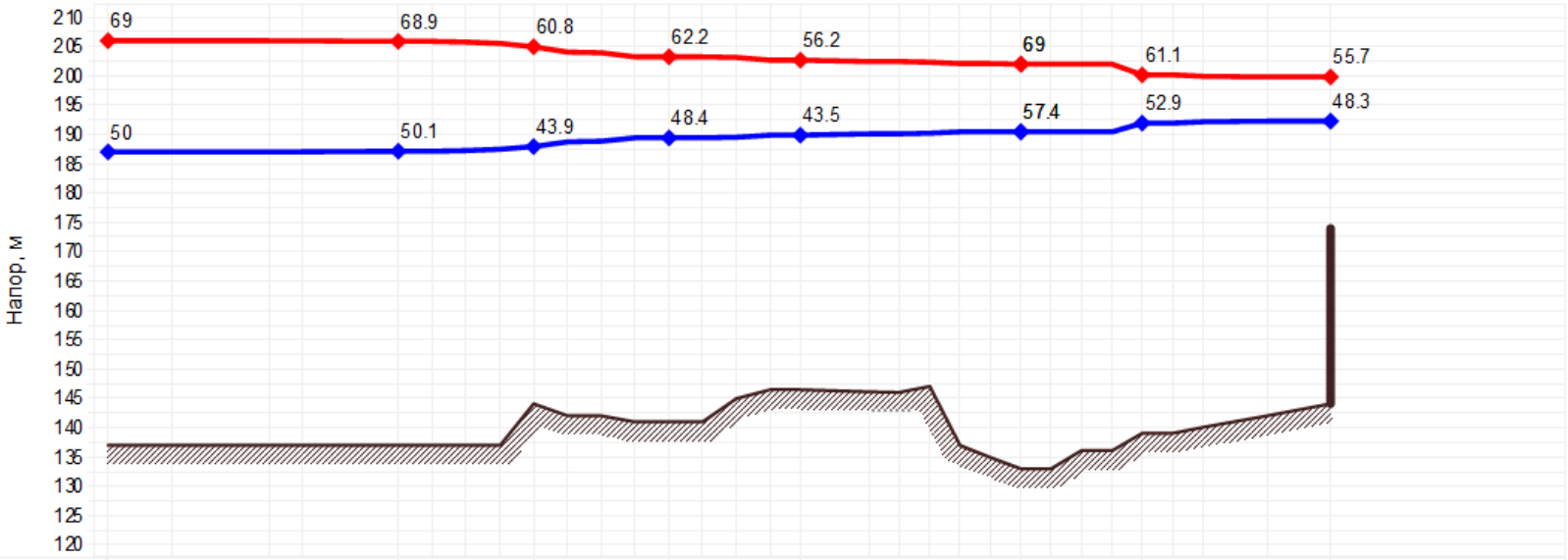
Рисунок 13 – Пьезометрический путь от котельной «301 квартал» до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 1,35 км)



Наименование узла	кот. Юго-Западного района*	УУТЭ УТ-1 - УТ-2	УТ-3Б	УТ-5А	УТ-24	УТ-29	переход Ду	ул. В. Дуброва, д.1
Геодезическая высота, м	168	169	168	168	165	165	164	163
Располагаемый напор, м	21	20.011	17.554	16.633	16.192	16.114	15.809	15.535
Длина участка, м	1	29.3	24	1	10	87	60	
Диаметр участка, м		0.309	0.309		0.207	0.207	0.125	
Потери напора в ПТ, м	0	0.278	0.152	0	0.022	0.066	0.024	
Потери напора в ОТ, м	0	0.234	0.129	0	0.019	0.055	0.02	
Скорость воды в ПТ,	0.187	0.997	0.816	0.013	0.313	0.212	0.107	
Скорость воды в ОТ,	-0.181	-0.965	-0.79	-0.013	-0.304	-0.206	-0.101	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	0.036	7.294	4.885	0	1.707	0.584	0.308	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	0.035	6.151	4.127	0	1.483	0.49	0.252	
Расход в ПТ, т/ч	483.17	254.36	208.13	35.46	35.44	24.02	4.28	
Расход в ОТ, т/ч	-477.1	-251.32	-205.81	-35.03	-35.05	-23.72	-4.19	

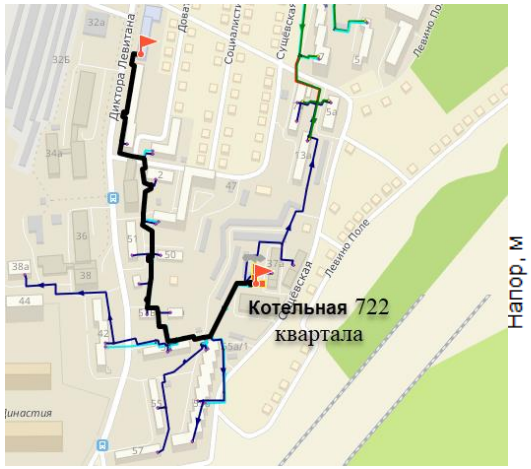
Рисунок 14 – Пьезометрический путь от котельной «Юго-Западного района» до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 0,6 км)

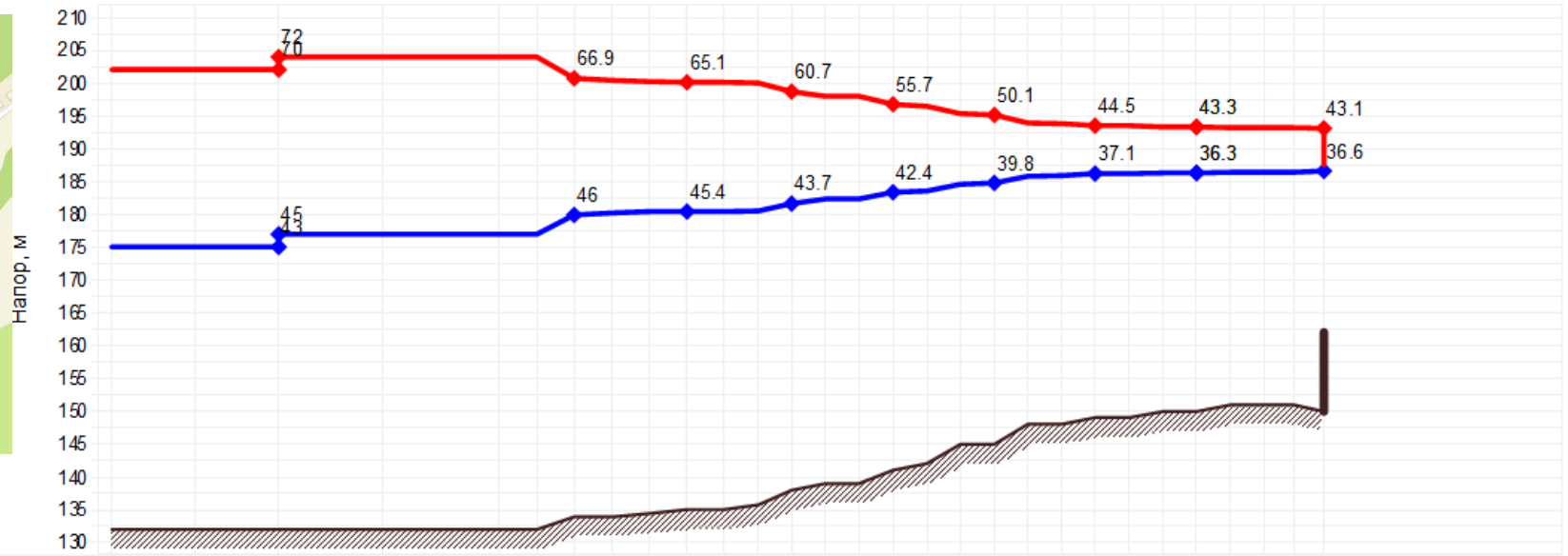




Наименование узла	котельная Ком.зона*	опуск	УТ-3	УТ-6	смена года прокладки	УТ-4	УТ-9	ул. Н. Дуброва, д. 31
Геодезическая высота, м	137	137	144.07	141	146.4	133	139	144
Располагаемый напор, м	19	18.752	16.947	13.738	12.699	11.616	8.223	7.479
Длина участка, м	1	7.3	115.4	1	142	1	1	
Диаметр участка, м		0.359	0.309		0.259			
Потери напора в ПТ, м	0	0.043	0.924	0	0.189	0	0	
Потери напора в ОТ, м	0	0.036	0.789	0	0.162	0	0	
Скорость воды в ПТ,	0.124	0.956	1.127	0.043	0.408	0.017	0.005	
Скорость воды в ОТ,	-0.12	-0.928	-1.093	-0.042	-0.395	-0.017	-0.005	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	0.016	4.522	6.16	0.003	1.025	0	0	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	0.015	3.825	5.262	0.003	0.876	0	0	
Расход в ПТ, т/ч	340.26	338.64	295.69	117.96	75.3	48.02	14.46	
Расход в ОТ, т/ч	-336.24	-334.73	-291.92	-116.42	-74.2	-47.48	-14.36	

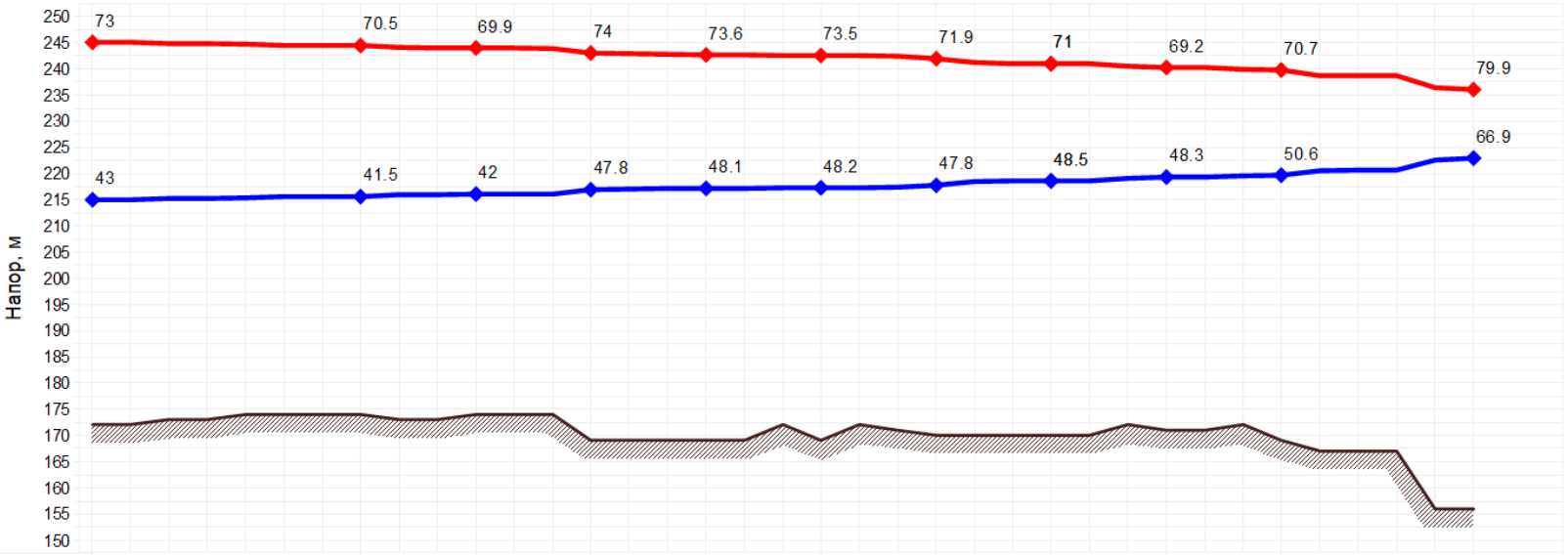
Рисунок 15 – Пьезометрический путь от котельной «Коммунальная зона» до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 1,18 км)





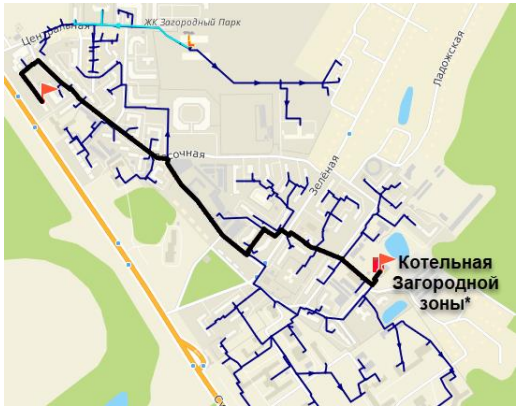
Наименование узла		Котельная 722 квартала Отоп.	УТ-1А	УТ-2	УТ-3	УТ-5	УТ-8	УТ-9	УТ-22	ул. Д. Левитана, 37а
Геодезическая высота, м		132	133.9	135.01	138	141	145	149	150	150
Располагаемый напор, м		27	20.896	19.67	17.009	13.355	10.299	7.381	6.966	6.488
Длина участка, м		1	13.8	1	20.4	7.4	41.7	1	76.5	
Диаметр участка, м			0.207		0.15	0.15	0.15		0.15	
Потери напора в ПТ, м		0	0.348	0	0.751	0.254	1.198	0	0.104	
Потери напора в ОТ, м		0	0.306	0	0.654	0.221	1.046	0	0.089	
Скорость воды в ПТ,		0.066	1.173	0.025	1.114	1.075	0.984	0.009	0.314	
Скорость воды в ОТ,		-0.064	-1.147	-0.025	-1.088	-1.051	-0.962	-0.009	-0.306	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м		0.004	23.035	0.001	33.458	31.186	26.124	0	1.236	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м		0.005	20.253	0.001	29.165	27.207	22.804	0	1.062	
Расход в ПТ, т/ч		179.95	136.93	69.39	68.29	65.93	60.34	25.3	19.23	
Расход в ОТ, т/ч		-178.8	-136.09	-68.93	-67.86	-65.55	-60.01	-25.11	-19.11	

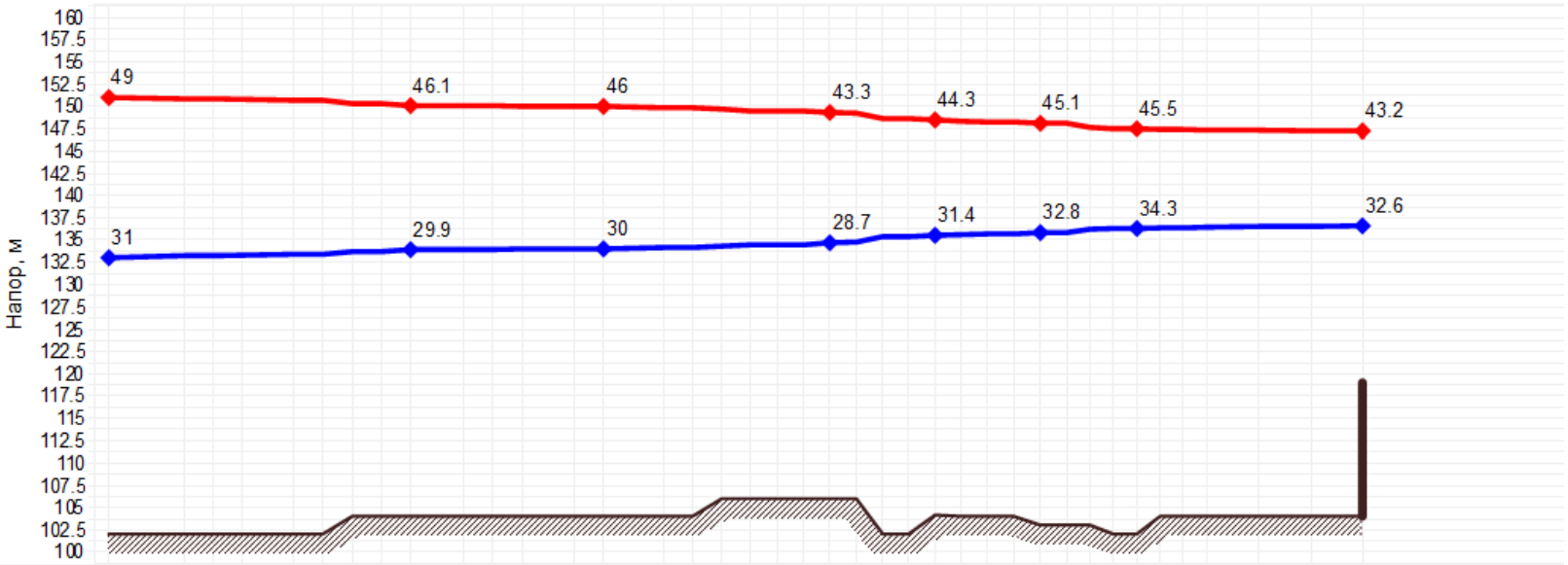
Рисунок 16 – Пьезометрический путь от котельной «722 квартала» до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 0,6 км)



Наименование узла	центр. котельная Юрьевец*	УТ-5	УТ-8	УТ-10	УТ-13	УТ-13б	УТ-15	УТ-17	УТ-19	УТ-29	
Геодезическая высота, м	172	174	174	169	169	169	170	170	171	169	156
Полный напор в обр. тр-де, м	215	215.5	216	216.8	217.1	217.2	217.8	218.5	219.3	219.6	222.9
Располагаемый напор, м	30	28.92	27.849	26.15	25.495	25.26	24.108	22.427	20.908	20.091	13.064
Длина участка, м	1	134	1	47	1	50	78.7	22.5	1	98.2	
Диаметр участка, м		0.309		0.259		0.259	0.15	0.15		0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	0	0.429	0	0.17	0	0.061	0.749	0.083	0	1.06	
Потери напора в обр. тр-де, м	0	0.379	0	0.15	0	0.054	0.631	0.072	0	0.909	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.145	0.511	0.034	0.502	0.025	0.373	0.829	0.649	0.009	0.67	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.142	-0.498	-0.033	-0.49	-0.024	-0.364	-0.81	-0.635	-0.008	-0.658	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.021	2.482	0.001	3.083	0.001	1.701	13.618	5.325	0	9.811	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.021	2.193	0.001	2.72	0.001	1.504	11.468	4.58	0	8.419	
Расход в под. тр-де, т/ч	400.62	134.52	93.96	92.84	68.97	68.95	51.4	40.26	23.5	18.47	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-398.12	-133.45	-93.22	-92.19	-68.52	-68.53	-51.13	-40.05	-23.42	-18.44	

Рисунок 17 – Пьезометрический путь от котельной мкр. Юрьевец до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 1,78 км)





Наименование узла	Котельная Загородной зоны*	переход на б/канал	переход на канальную	УТ-26А	УТ-30	УТ-32А	УТ-35	ул. Судог.ш.(Заг.),1
Геодезическая высота, м	102	104	104	106	104.14	103	102	104
Располагаемый напор, м	18	16.132	15.946	14.597	12.945	12.264	11.193	10.64
Длина участка, м	43	2.1	54	16.5	146	24	18	
Диаметр участка, м	0.309	0.259	0.259	0.207	0.207	0.15	0.1	
Потери напора в ПТ, м	0.209	0.008	0.106	0.064	0.144	0.017	0.094	
Потери напора в ОТ, м	0.207	0.007	0.104	0.054	0.142	0.015	0.081	
Скорость воды в ПТ,	1.315	0.754	0.628	0.584	0.384	0.152	0.306	
Скорость воды в ОТ,	-1.283	-0.734	-0.611	-0.569	-0.374	-0.149	-0.299	
Уд. линейные потери в ПТ. мм/м	4.41	3.483	1.787	3.551	0.899	0.633	4.743	
Уд. линейные потери в ОТ. мм/м	4.379	3.004	1.748	2.985	0.887	0.553	4.097	
Расход в ПТ, т/ч	346.25	139.41	116.06	69.04	45.35	9.44	8.44	
Расход в ОТ, т/ч	-343.53	-138.19	-115	-68.33	-44.99	-9.37	-8.39	

Рисунок 18 – Пьезометрический путь от котельной «Загородной зоны» до самого отдалённого потребителя (расстояние от котельной составляет 1,5 км)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (ред. от 08.08.2024).
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (в ред. Постановления Правительства РФ от 18.03.2025 № 326) «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (ред. от 31.03.2025) «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
4. «Методические указания по разработке схем теплоснабжения». (ред. от 11.09.2024) Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 05.03.2019 г. № 212.
5. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (с изменением № 4 от 14.10.2024 № 698/пр). Минрегион России, 2012 г.
6. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» (с изменением № 2 от 30.06.2023 N 469/пр). Минстрой России, 2020 г.
7. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003».
8. Приказ Минстроя РФ от 17 ноября 2017 года № 1550/пр «Об утверждении требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений»
9. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (в ред. Приказов Минэнерго РФ от 01.02.2010 N 36, от 10.08.2012 N 377).
10. Приказ Министерства энергетики РФ от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548».
11. Постановление Правительства РФ от 30 ноября 2021 г. N 2115 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации».
12. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды». СО 153-34.20.523(4)-2003 (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 30 июня 2003 г. N 278).
13. Приказ Минприроды России (Министерство природных ресурсов и экологии РФ) от 06 июня 2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе».
14. Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». Утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28 января 2021 года N 2.
15. ГОСТ Р 55173-2012 Установки котельные. Общие технические требования. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 ноября 2012 г. N 1142-ст с 01.07.2014.

16. Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2025. Сборник № 13. Наружные тепловые сети. Утверждены приказом Минстроя России от 5 марта 2025 г. № 130/пр.
17. Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-19-2025. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры. Утверждены приказом Минстроя России от 5 марта 2025 г. № 136/пр.
18. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477).
19. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (текущая редакция).
20. Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025). Минэкономразвития России, 2025 г.
21. Постановление Правительства РФ от 15.12.2017 № 1562 (ред. от 17.10.2024) «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)» (вместе с «Правилами определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая правила индексации предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)»).
22. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (с изменениями на 7 апреля 2025 года).
23. Распоряжение Правительства РФ от 14 ноября 2019 г. № 2689-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».
24. Распоряжение Правительства РФ от 31.12.2020 № 3700-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».
25. Распоряжение Правительства РФ от 05.06.2024 № 1421-р «О перечне генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей».
26. Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов, ОАО «Газпром промгаз», Москва, 2013 г.

Приложение 1.
Данные по калибровке электронной модели.

Т а б л и ц а 2 – Результаты калибровки электронной модели системы теплоснабжения

Источник тепловой энергии, магистральный вывод		Параметры гидравлических режимов работы								Погрешность м/д расходом, полученным в эл. модели, и фактическим расходом теплоносителя в трубопроводе (%)			
		По данным фактического режима работы в отопительный период 2024/2025 гг. ТС ТЭЦ на 18.12.2024, Тнв=-11 0С, Т1=92,7 0С				По результатам выполненной калибровки электронной модели системы теплоснабжения							
		G1	G2	P1	P2	G1	G2	P1	P2	G1	G2	P1	P2
		м^3/ч	м^3/ч	м вод. ст.	м вод. ст.	м^3/ч	м^3/ч	м вод. ст.	м вод. ст.	м^3/ч	м^3/ч	м вод. ст.	м вод. ст.
филиал «Владимирский» ПАО «Т Плюс», Тнв=-14,2 ^{0}С, Т1=92,4 ^{0}С													
ТЭЦ-2	I Очередь	2669,84	2652,00	106,0	30,0	2787	2565	106,0	30,0	-4,4	3,3	0,0	0,0
	II Очередь	3249,43	3324,76	106,0	30,0	3400	3500	106,0	30,0	-4,6	-5,3	0,0	0,0
	III Очередь	3358,68	3228,23	106,0	30,0	3281	3346	106,0	30,0	2,3	-3,6	0,0	0,0
	Северо-Восточный	1500,00	1314,90	106,0	30,0	1450	1150	106,0	30,0	3,3	12,5	0,0	0,0
	Сумма всех выводов станции	10778	10520	106,0	30,0	10918	10561	106,0	30,0	-1,3	-0,4	0,0	0,0
Котельная ПАО «Т Плюс», Тнв= -11 ^{0}С, Т1=85,3 ^{0}С													
Котельная 301 квартал		456	450	62	32	442	437	62	32	3,1	2,9	0,0	0,0
Котельная ПАО «Т Плюс», Тнв= -11 ^{0}С, Т1=85,3 ^{0}С													
Котельная Юго-западного района		485	485	62	41	483	477	62	41	0,4	1,6	0,0	0,0
Котельная ПАО «Т Плюс», Тнв= -11 0С, Т1=82,6 0С													
Котельная Коммунальная зона		334,5	334	69	50	340	336	69	50	-1,6	-0,6	0,0	0,0
Котельные ПАО «Т Плюс», Тнв= -27 0С, Т1=105/110 0С													
Котельная 722 квартал		186	185	72	43	188	187	72	43	-1,1	-1,1	0,0	0,0
Котельная Оргтруд 1		158	158	39	27	161	160	39	27	-1,9	-1,3	0,0	0,0
Котельная Оргтруд 2		120	120	42	24	126	125,8	42	24	-5,0	-4,8	0,0	0,0
Котельные ПАО "Т Плюс", Тнв= -27 0С, Т1=105 0С													
Котельная мкр. Лесной		204	204	45	21	195	193	42	24	4,4	5,4	6,7	-14,3

Приложение 2.
Данные по подключению новых абонентов за базовый период схемы теплоснабжения

Наименование	Адрес	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Источник теплоснабжения	подключение/отключение	Дата акта включения	Точка присоединения
		Отопление и вентиляция	ГВС максимальная				
офисное здание	К. Маркса, 5	0,263	0,062	Вл ТЭЦ-2	подключение	25.06.2024	УТ-17 (ТК-191/2(30)
многоквартирный жилой дом	Смоленская, д. 3	0,64	0,5	Котельная мкр. Веризино	подключение	04.02.2025	стена жилого дома
административно-хозяйственный корпус	Судогодское шоссе, 5	0,172	0	Котельная Загородной зоны	подключение	19.06.2024	УТ-34А
здание лабораторного корпуса ОКОД	Каманина, 21	0,167	0,159	Вл ТЭЦ-2	подключение	01.07.2024	УТ-52
корпус ГБУЗ ВО "ОДКБ"	Добросельская, 34	0	0,138	Котельная ГБУЗ ВО «ОПЦ»	подключение	21.10.2024	стена здания
склад	2-й Почаевский пр-д, 5	0,314	0,086	Вл ТЭЦ-2	подключение	26.06.2024	УТ-7, т.23пз
производственный корпус	Б. Нижегородская, 79	1,697	0,363	Вл ТЭЦ-2	подключение	30.08.2024	т.53/1(2)
здание ГБУВО "ГАВО" (доп нагрузка)	Октябрьский пр-т, 40-а	0,179	0	Вл ТЭЦ-2	подключение	12.12.2024	т.648оп
корпус Владимирского строительного колледжа (доп нагрузка)	Дзержинского, 6-а	0,126	0	Вл ТЭЦ-2	подключение	10.12.2024	УТ-16 (ТК-690пр/ОП)
ИТОГО		**3,56**	**1,31**				

Приложение 3.
Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению в следующую пятилетку

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час
70779	мкр. Коммунар, ул. Центральная, д.19	33:05:170101	Котельная ул.Центральная, 18-а	2025	0,203	0,061	0,264
70780	мкр. Коммунар	33:05:170101	Котельная ул.Центральная, 18-а	2025	0,117	0,035	0,152
70797	Оргтруд, ул. Новая, 2	33:06:030114	Котельная Оргтруд 1	2025	0,025		0,025
70799	ул. Летне-Перевозинская, д.11,13,13а	33:22:011002	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,039	0,012	0,051
70801	ул. Мира, 5а	33:22:011100	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,624	0,187	0,811
70802	ул Мира, 5	33:22:011100	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,391	0,117	0,508
70804	ул. Героя России Кутузова, з/у 42а	33:22:011191	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,045	0,001	0,046
70805	ул. Красноармейская	33:22:011214	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,479	0,144	0,623
70806	ул. Чапаева, з/у 6	33:22:011259	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,182	0,055	0,237
70807	ул. Нижняя Дуброва, 41в	33:22:011281	Котельная Коммунальная зона	2025	0,070		0,070
70816	мкр. Пиганово, ул. Центральная, д.1	33:22:014031	Котельная мкр. Пиганово	2026	0,241	0,004	0,245
70771	мкр. Сновицы-Веризино, мкр.17-А "Веризино"	33:22:022023	Владимирская ТЭЦ-2	2025	2,059	0,122	2,181
70746	ул. Смоленская, з/у 3-б	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2025	1,660	0,208	1,868
70745	ул. Смоленская, з/у 3а	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2025	1,660	0,208	1,868
70733	Сталинградский бульвар, з/у 7	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2026	1,090	0,360	1,450
70748	Сталинградский бульвар, 5	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2026	0,900	0,310	1,210
70749	Западная часть жилого района Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2028	0,760	0,230	0,990
70750	Западная часть жилого района Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2028	1,060	0,330	1,390
70751	Западная часть жилого района Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2028	1,060	0,330	1,390
70753	Западная часть жилого района Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)	33:22:022046	Новая котельная "Сновицы-Веризино (микрорайон № 1)"	2028	1,400	0,430	1,830
70833	1-й Промышленный проезд, д.2,3,4,5	33:22:024018	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,206	0,062	0,268
70834	1-й Промышленный проезд, д.2,3,4,5	33:22:024018	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,206	0,062	0,268
70835	ул. Горького, ориентир д.70	33:22:024021	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,218	0,003	0,221
70772	ул.Батурина, д.10	33:22:024036	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,162	0,042	0,204
70836	ул. Тракторная	33:22:024183	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,847	0,254	1,101
70837	ул. Тракторнаяд.33	33:22:024183	Владимирская ТЭЦ-2	2028	0,008		0,008

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка Гкал/час
70838	ул. Куйбышева, д.4г	33:22:024187	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,089		0,089
70839	ул. Гастелло Д.21-а	33:22:024187	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,221		0,221
70840	Проезд Промышленный,з/у 6	33:22:024192	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,213		0,213
70841	Промышленный проезд, д.5Г	33:22:024193	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,073		0,073
70842	Проезд 2-й Почаевский Земельный участок 5	33:22:024193	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,506		0,506
70843	ул. П.Осипенко, д.59	33:22:024194	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,600		0,600
70844	ул. Куйбышева	33:22:024203	Владимирская ТЭЦ-2	2027	1,460	0,035	1,495
70846	ул. Северная, д. 63-к	33:22:024220	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,080		0,080
70850	Манежный тупик	33:22:032011	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,130	0,039	0,169
70851	Б.Московская, 41	33:22:032034	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,191	0,042	0,233
70852	ул. Подбельского, д.23	33:22:032036	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,017	0,005	0,022
70853	ул. Большая Нижегородская д.65-а	33:22:032063	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,022		0,022
70854	ул. Мира, д.90-а	33:22:032080	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,179	0,054	0,233
70855	административное здание (бизнес-центр)	33:22:032080	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,191	0,028	0,219
70856	ул. Северная, в районе д.2	33:22:032085	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,581	0,175	0,756
70857	ул. Б.Нижегородская, д.99	33:22:032091	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,021		0,021
70858	ул. Большая Нижегородская д.91, 95-б	33:22:032091	Владимирская ТЭЦ-2	2028	0,017		0,017
70859	ул. Северная д.1-а	33:22:032100	Владимирская ТЭЦ-2	2027	1,600		1,600
70862	ул. Комиссарова, д.15	33:22:032121	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,074	0,022	0,096
70863	ул. Комиссарова, д.15	33:22:032121	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,074	0,022	0,096
70864	ул. Комиссарова, д.15	33:22:032121	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,074	0,022	0,096
70865	ул. Комиссарова, 16	33:22:032122	Владимирская ТЭЦ-2	2025	0,076		0,076
70866	ул. Жуковского	33:22:032125	Владимирская ТЭЦ-2	2027	0,533	0,160	0,693
70867	Добросельский проезд, д.1	33:22:032165	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,045	0,001	0,046
70868	ул. Добросельская, д.184а	33:22:032183	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,328	0,099	0,427
70869	ул. Добросельская, д.178, 180	33:22:032183	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,328	0,099	0,427
70873	ул. Жуковского	33:22:032211	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,248	0,074	0,322
70874	Добросельская 38а	33:22:032314	Владимирская ТЭЦ-2	2026	0,017		0,017
70875	Судогодское ш., д. 39 Д	33:22:034016	Котельная Загородная зона	2025	0,147	0,039	0,186
70876	Судогодское ш. в районе домов 43, 51а	33:22:034016	Котельная Загородная зона	2026	0,423	0,030	0,453
ИТОГО					**24,270**	**4,513**	**28,783**