

ТЕВИС

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Коммунальная, 29, г.Тольятти, Самарская обл., РФ, 445043

Тел.: (8482) 67-57-24, e-mail: postmaster@tevis.ru, www.tevis.ru

ОКПО 11032374, ОГРН 1026301976601, ИНН/КПП 6320000561/632001001

Дата 17.12.2019 № 14/16050

На № _____ от _____

Руководителю департамента
городского хозяйства
Администрации г.о. Тольятти
Ерину В.А.

Уважаемый Вадим Александрович!

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (далее – Порядок), на 19.12.2019г. назначены публичные слушания по рассмотрению проекта схемы теплоснабжения на период с 2020 до 2038 года, направляем Вам список участников.

1. Начальник управления инвестиционной деятельности – Горшков Михаил Сергеевич с вопросами к выступлению:

Считаем, что в представленном виде проект схемы не подлежит утверждению, по следующим основаниям

1) На базе Таблиц №4,5 (стр. 23,24) утверждаемой части АО «ТЕВИС» подготовлена следующая таблица.

Показатель	Территория	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ввод строительного фонда	Сумма (отраженная в таблице схемы)	237,6	111,3	152,8	21	285	279
	Всего по городу (сумма по районам)	237,6	111,8	154,1	21	285	279
Ввод жилищного фонда	Сумма (отраженная в таблице схемы)	164,7	83,8	99,2	14	195	195
	Всего по городу (сумма по районам)	218,2	96,5	77,5	14	195	195
Ввод Многоквартирного жилищного фонда	Сумма (отраженная в таблице схемы)	131,4	50,5	99,1	12,9	163	168
	Всего по городу (сумма по районам)	184,9	63,2	77,4	12,9	163	168
	Автозаводский	102,7	38,6	0	0	78,5	76,3
	Центральный	73,3	5,8	70,3	5,8	58,4	64,5
	Комсомольский	8,9	18,8	7,1	7,1	26,1	26,8
Ввод малоэтажного жилого фонда		33,3	33,3	0,1	1,1	31,5	27,1
Ввод общественно-делового фонда	Сумма (отраженная в таблице схемы)	72,9	27,5	53,6	7	90,4	83,9
	Всего по городу (сумма по районам)	19,4	15,3	76,6	7	90,5	83,8
	Автозаводский	10,5	5	0	2,4	55,8	51,6
	Центральный	2,2	7,2	72,4	1,5	21,2	19,7
	Комсомольский	6,7	3,1	4,2	3,1	13,5	12,5

Исходя из данной таблицы сделаны следующие выводы:

- плановый объем строительного фонда 2022г. не соответствует ретроспективному анализу;

- в 2021-2022гг. не планируется жилищное строительство в Автозаводском районе;
- в 2021 году не планируется строительства ни одного квадратного метра в Автозаводском районе;
- сумма площадей по районам не соответствует данным, отраженным в таблице.

2) На базе таблиц №8,9 Главы 2 (стр.18-20), а также таблицы №8 утверждаемой части (стр.26) сформирована следующая таблица.

		2019	2020	2021	2022	2023	2024
Прирост тепловой нагрузки (сумма жилищного фонда и ОДЗ)	Всего по городу	15,01	7,31	10,37	1,23	13,16	12,79
	Ввод жилищного фонда (сумма МКД и ИЖС)	13,75	6,23	4,87	0,84	8,89	8,84
Ввод Многоквартирного жилищного фонда (МКД)	Всего по городу	11,51	3,99	4,86	0,76	7,12	7,32
	Автозаводский	6,24	2,35	0	0	3,43	3,33
	Центральный	4,64	0,17	4,1	0	2,55	2,82
	Комсомольский	0,63	1,47	0,76	0,76	1,14	1,17
Ввод малоэтажного жилищного фонда (ИЖС)		2,24	2,24	0,01	0,08	1,77	1,52
Ввод общественно-деловых зданий (ОДЗ)	Всего по городу	1,26	1,08	5,5	0,39	4,27	3,95
	Автозаводский	0,66	0,37	0	0,14	2,63	2,43
	Центральный	0,16	0,55	5,26	0,09	1,01	0,93
	Комсомольский	0,44	0,16	0,24	0,16	0,63	0,59

Исходя из данной таблицы сделаны следующие выводы:

- в приросте тепловой нагрузки учитывается объем малоэтажного жилищного фонда при отсутствии фактического подключения данной категории к централизованной системе теплоснабжения;

- плановый прирост тепловой нагрузки в 2021 году ОДЗ Центрального района соответствует четырехлетнему объему всего города ОДЗ

- объем подключаемой нагрузки Автозаводского района составляет менее 50% от всего объема по городу, что не соответствует фактическим данным, а также перспективным осваиваемым площадкам.

3) На стр. 25 отражены тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления за 2018 год. Анализ действующей схемы теплоснабжения, проектов от 05.08.2019г., 22.11.2019г., 08.12.2019г. отражен в таблице:

Район	Действующая схема	Проект от 05.08.2019г.	Проект от 22.11.2019г.	Проект от 08.12.2019г.
Автозаводский	1 863,85	1 972,6	1 972,6	1972,6
Комсомольский	314,62	365,8	527,4	495,8
Центральный	399,65	847,4	847,4	843,4
ИТОГО	2 578,12	3 185,8	3 347,4	3311,8

Как видно из таблицы разработчиком постоянно меняются фактические данные 2018 года.

4) В результате существенного изменения исходных данных, некачественного формирования прогноза подключаемой нагрузки, к окончанию срока разработки схемы теплоснабжения ожидаются следующие резервы (+), дефициты (-) мощностей источников тепловой энергии г.о. Тольятти

Район	Действующая схема (до 2030 года)	Проект от 05.08.2019г.	Проект от 22.11.2019г.	Проект от 08.12.2019г.
ТЭЦ ВАЗа	+916,2	+1125,9	+1257 (по договорной (-313))	+1257 (по договорной (-334))
Тольяттинская ТЭЦ	+297,3	+522,3	+590 (по договорной (-453))	+541,6 (по договорной (-535,4))
Котельная БМК	+4,2	+4,2	+3,63	+4,72
Котельная №2	+142,2 (к 2018г.)	+105,35	+2,3	+9,67
Котельная №8	+51,7 (к 2019г.)	+30,25	+3,86	+0,31
Котельная №4	+2,3	+2,21	+2,19	+1,93
Миникотельная	+0,001	+0,001	+1,2	+0,02
Котельная №3	+2,63	+3,37	+1,92	+3,75
Котельная №14	+1,099	+2,07	-0,73	-1,52
Котельная ИЭВБ РАН		0,098	0,098	0,098
Котельная №7		+1,83	+1,2	+1,7

Как видно из таблицы:

- «образовавшийся» анализ дефицита мощности по договорной нагрузке появился только на ТЭЦ, на котельных такой анализ не проводился;

- при изменении объема подключаемой нагрузки к 2038 году проекта от 22.11.2019г. в размере 314,9 (таблица 6, стр.25) по отношению к проекту от 08.12.2019г. в размере 296 (таблица 8, стр.26) в общем сумме на **(-18,9 Гкал)**, «договорной» дефицит на ТЭЦ ВАЗа и Тольяттинской ТЭЦ увеличился на **(+103,4Гкал)**;

- в схеме теплоснабжения отсутствуют мероприятия по увеличению мощности ТЭЦ, обеспечивающие достижение мощности по договорной нагрузке.

5) Анализ дефицита (резерва) тепловой мощности (**по договорной нагрузке**) ТЭЦ ВАЗа на базе таблицы №37 Утверждаемой части (стр.55) отражен в таблице

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Резерв /дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-109	-81	-189	-248	-251	-251	-251	-257	-263
отклонение к предыдущему году		28	-108	-59	-3	0	0	-6	-6
отклонение к 2016 году		28	-80	-139	-142	-142	-142	-148	-154
Справочно									
Подключенная АО "ТЕВИС" нагрузка	4,24	6,55	5,15						
нарастающим итогом	4,24	10,79	15,94						

Как видно из таблицы:

- в 2017 году произошло снижение договорного дефицита на 28 Гкал/ч;
- в 2018 году произошло подключение договорной мощности в объеме 108 Гкал/ч;

- общий объем присоединенной договорной нагрузки к 2019 году к ТЭЦ ВАЗа, по отношению к 2016 году, составило 139 Гкал/ч, при фактическом подключении к сетям АО «ТЕВИС» в объеме 15,94 Гкал/ч.

5) Анализ резерва/дефицита на 2019 год по фактической нагрузке отражен в таблице

№ п/п	Источник	Резерв/дефицит на 2019 год (по фактической нагрузке)	Примечание (страница в утверждаемой части проекта схемы)
1	ТЭЦ ВАЗа	1375	55
2	Тольяттинская ТЭЦ	594,43	58
3	Котельная №2	37,11	62
4	Котельная №8	1,15	64
5	Котельная №6 (Ягодинский)	15,92	66
6	Котельная №4	1,93	68
7	Котельная №7	1,7	70
8	Миникотельная	0,02	72
9	Котельная №3	3,75	74
10	Котельная №14	1,52	76
11	ИТОГО по ПАО "Т Плюс" в городском округе Тольятти	2032,53	по проекту схемы теплоснабжения

Как видно из таблицы, то к 2019 году фактический резерв тепловой мощности по фактической нагрузке по источникам г.о. Тольятти, находящимся в собственности (эксплуатации) Самарского филиала ПАО «Т Плюс», составляет **2032,53** Гкал/ч.

При этом, согласно стандартам раскрытия информации, размещенных на сайте органа регулирования Самарской области (Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области) резерв мощности системы теплоснабжения Самарского филиала ПАО «Т Плюс» по г.о. Тольятти в 1 квартале 2019 года составляет **2785,6** Гкал/ч, что на **753** Гкал/ч больше, чем отражено в проекте схемы теплоснабжения.

Согласно данным, отраженным в пунктах 1-6, разработчиком схемы теплоснабжения постоянно проводится пересмотр исходных данных, что приводит к искажению существующего положения и, как следствие, влияет на прогнозные значения.

В настоящий момент, в действующей схеме теплоснабжения отражен резерв мощности ТЭЦ ВАЗа, что позволяет подключаемым в Автозаводском районе объектам не оплачивать ПАО «Т Плюс» расходы по увеличению мощности (как было ранее, до принятия схемы теплоснабжения и отражения в схеме наличия резерва на ТЭЦ ВАЗа).

Добавление «анализа» приведет к образованию дефицита и, как следствие, увеличение стоимости подключения для строящихся (реконструируемых) объектов к системе теплоснабжения не только Автозаводского района, но и Центрального района г.о. Тольятти.

7) Не учтенные ранее направляемые замечания - глава 5, а также утверждаемая часть схемы теплоснабжения не содержит мастер – план развития систем теплоснабжения Автозаводского района и,

как следствие, отсутствует обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения Автозаводского района, что является грубым нарушением п.4,10 Порядка;

- на рис.6 (стр.31) в промышленной зоне Автозаводского района не отражена зона ЗАО «Энергетика и связь строительства»;

- на рис.10 (стр.37) на территории за Московским проспектом (окрашенной в серый цвет) не отражено каким образом обеспечивается теплоснабжение строящихся объектов, и какая организация реализовывает данные мероприятия;

- на рис.12 (стр.39) не правильно отражены ориентиры площадки №1 т.к. не включен кадастровый квартал 63:09:0105020

- возможность подключения к сетям АО «ТЕВИС» территории 17а квартала.

- не отражены мероприятия, обеспечивающие подключение в «треугольнике».

8) В таблице 71 (стр.115) отражено, что для обеспечения качества теплоснабжения Автозаводского района необходимо осуществить реконструкцию сетей ТЭЦ ВАЗа протяженностью **35** км при том, что для теплосетевой компании АО «ТЕВИС», которая осуществляет эксплуатацию практически всех сетей Автозаводского района, протяженность сетей составляет всего **34** км.

9) В таблице 13 (стр.40-41), а также в таблице 81 (стр.126-128) отражены объекты, подключение которых к централизованной системе теплоснабжения является нецелесообразным и по которым предложены мероприятия по строительству индивидуальных источников теплоснабжения, среди которых:

- объекты Администрации г.о. Тольятти (Детский сад «Ладушки» и детский сад на 120 мест, а также выставочный зал в честь 50-летия АВТОВАЗ, ФОК «Союз», Легкоатлетический манеж на ул. Революционная 80). При этом, по всем этим объектам у Администрации г.о. Тольятти заключены договора с АО «ТЕВИС» о подключении к централизованной системе теплоснабжения;

- объем подключаемой нагрузки по объектам отражен неверно, так нагрузка Легкоатлетического манежа на ул. Революционная 80 составляет 1,1 Гкал/ч в отличие от нагрузки в объеме 0,151 Гкал/ч, отраженной в проекте схемы;

- по всем перспективным площадкам (№№1-21), отраженным в Генеральном плане города, в схеме отражены индивидуальные источники теплоснабжения.

Учитывая, что все перспективные площадки имеют индивидуальные источники теплоснабжения, то не понятно почему в схеме теплоснабжения прогнозируется прирост нагрузки на источниках (ТЭЦ и котельные)

3) Переделан раздел «Радиус эффективного теплоснабжения» с предоставлением анализа по объектам, при этом:

- отсутствуют объекты, включенные в программу 50-летия АВТОВАЗ, утвержденную Правительством Российской Федерации, к которым относятся школы (630 и 1600 учеников), сады, ФОКи (в т.ч. Немов-Центр), а также онкологический центр на территории ГК КБ №5;

- проводится анализ по объектам (Борковская 76 (стр.85), склад на Московский проспект 8с (стр.81) по которым, согласно таблицы 13 (стр.37) предусмотрено индивидуальное теплоснабжение);

- жилые дома ФСК «Лада Дом» (поз. Л2.5 и Л5.1)(стр.87-88), расположенные на окончании магистральной сети, по расчетам находятся в пределах радиуса

эффективного теплоснабжения, а подключение площадки №2 (стр.89), расположенной ближе к Тольяттинской ТЭЦ, считается не целесообразным.

5) При формировании расходов в тарифно-балансовых расчетных моделях теплоснабжения потребителей (глава 14) по системе Автозаводского района и системе Центрального и Комсомольского районов применены различные индексы роста по аналогичным видам расходов (индексы неподконтрольных расходов и расходов на энергоресурсы с 2020 года).

Индексация расходов АО «ТЕВИС» на энергоресурсы в 2020 году на 3% при индексе роста тарифов на тепловую энергию с коллекторов в размере 4,0%, тарифов на теплоноситель - на 3,7% приведет к убыточности тарифа на передачу тепловой энергии, теплоносителя на 2020 год, так как прогнозируемые объемы потребления энергоресурсов не снижаются.

По строке «Результаты деятельности (Дрез)» (стр.248) в 2019 году некорректно указаны данные. Согласно протоколу заседания коллегии Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области от 18.12.2018г. № 39-к по данной строке должна быть отражена величина 36 549,5 тыс. руб.

Кроме того, начиная с 2020 года, расчет предпринимательской прибыли в указанных моделях не соответствует Методическим указаниям по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (утверждены приказом ФСТ России от 13.06.2013г. № 760-э).

При равномерном росте тарифов на тепловую энергию для потребителей Автозаводского района и тарифов на тепловую энергию при комбинированной выработке на коллекторах (глава 14) тариф на передачу тепловой энергии в 2024 году необъяснимо снижается и сохраняется без роста до 2029 года.

Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей Автозаводского района (глава 14) в разделе «Передача тепловой энергии» составлена в условиях роста инвестиционных расходов в тарифе. При этом расходы на операционную деятельность в тарифе (расчет: Тариф на передачу ТЭ – (инвестиции + сглаживание)) снижаются в 2020 году на (-3,1%), а далее растут неравномерно - с темпом ниже уровня прогнозируемой инфляции или значительным снижением (на (-6,4%) в 2023 году и на (-9,1%) в 2028 году). Данная ситуация может привести к снижению расходов на эксплуатацию и ремонт сетей и сокращению численности персонала, обслуживающего тепловые сети, что негативно повлияет на надежность теплоснабжения Автозаводского района.

Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей Автозаводского района (**отборный пар**) (глава 14) не учитывает в расчете тарифа на передачу тепловой энергии, теплоносителя объемы нормативных потерь тепловой энергии (пар), утвержденные приказом Минэнерго России на 2020 год. В результате тариф на 2020 год занижается в 5 раз, а на последующие годы – почти в 2 раза, что приводит к некорректной оценке тарифных последствий реконструкции паропровода в схеме теплоснабжения.

Начальник производственно-технического управления – Проничева Екатерина Алексеевна с вопросами к выступлению:

2.1 В соответствии с выполненным обследованием сетей специализированной организацией и подготовкой соответствующего отчета, необходимо включить в схему теплоснабжения мероприятия по реконструкции существующих магистральных и квартальных сетей в следующем объеме:

магистральные трубопроводы:

- магистраль №1 – 5605,66м.;
- магистраль №2 – 1633,99м.;
- магистраль №3 – 1197,7 м.

квартальные сети:

- магистраль №1 – 7275,34м.;
- магистраль №2 – 1909,7м.;
- магистраль №3 – 2607,2 м.

2.2 В утверждаемой части схемы теплоснабжения не верно внесено изменение в части объемов потерь (таблица 33).

2.3 Необходимо указать рекомендации по температурному графику источника в летний неотапливаемый период - 75°, с целью приведения соблюдения нормативных показателей для потребителей.

2.4 Касаясь предлагаемых разработчиком мероприятий по строительству паропровода:

Разработчиком схемы выполнены расчеты финансовых потребностей по реконструкции паропровода с уменьшением диаметра и по строительству индивидуальных источников теплоснабжения для потребителей пара, что оказалось дешевле на 9 410,35 тыс. руб. Однако, при этом не приводятся выводов о том, что строительство индивидуальных источников наиболее выгодный вариант не только финансово, но и тем, что только реализовав его потребители пара будут обеспечены качественным теплоснабжением.

Кроме того, необходимо отметить в схеме теплоснабжения, что ответственными за получение согласия потребителей на установку индивидуальных источников, разработку технических решений, в т.ч. места расположения нового общего источника и трассировке сетей от такого источника, являются ЕТО и орган местного самоуправления, уполномоченные на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения,

2.5 Предлагаемые АО «ТЕВИС» мероприятия так и не систематизированы. Не прослеживается четкой линии, какие мероприятия направлены на

перспективу подключения новых объектов, какие – на повышение надежности.

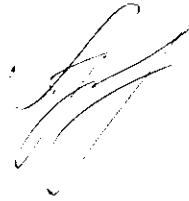
2.6 Ориентиры площадки № 9 приведены не корректно. В указанных ориентирах на текущий момент часть объектов площадки № 9 (например, участки 63:09:0103035:5302, 63:09:0103035:5304) подключена к сетям АО «ТЕВИС» и выданы технические условия на присоединение новых потребителей с тепловой нагрузкой порядка 13 Гкал/ч).

2.7 Необходимо исправить в утверждаемой части схемы теплоснабжения опечатки в табл.72 стр.116: ЦТП-221 заменить на ЦТП-211.

2.8 Необходимо добавить в перечень ЦТП АО «ТЕВИС» НС-12,21,22 в информацию о планируемых к реконструкции центральных тепловых пунктах при переходе на закрытую схему.

Приложение: 12 л.

И.о. технического директора -
начальник ПТУ



Е.А. Проничева

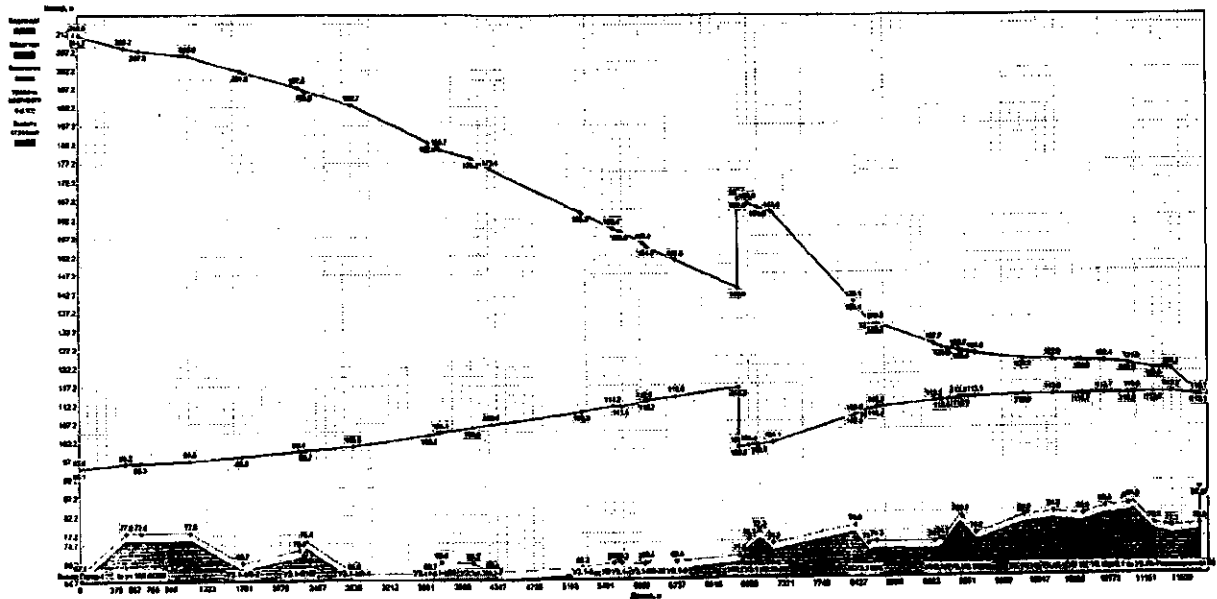
по доверенности от 16.12.2019 г. № 281

Горшков Михаил Сергеевич
675-730

Магистральные трубопроводы

Магистраль №1

График падения давления по магистрали №1 от ТЭЦ до потребителя Революционная, 80 «Стадион».



В ниже расположенной таблице приведены магистральные трубопроводы с диаметром свыше 200 мм., у которых удельные гидравлические потери превышают 8 мм/м.

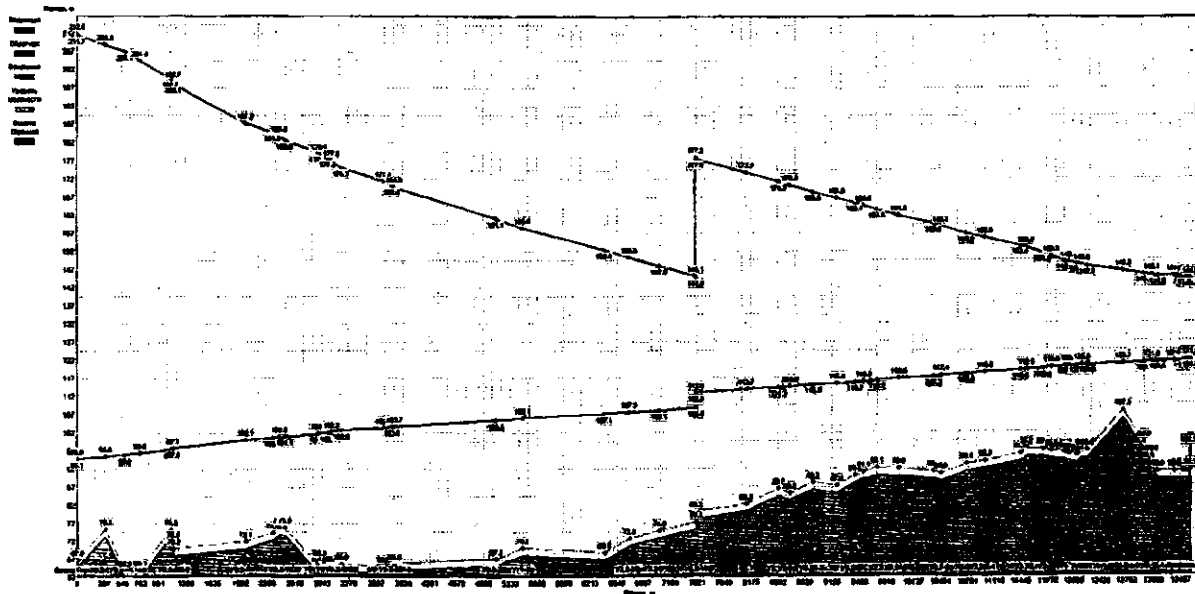
Наименование	Внутренний диаметр (подающей), мм	Наружный диаметр (подающей), мм	Длина (подающей), м	Дата ввода	Потери напора (под.), м	Удельные потери (под.) мм/м	Фактический расход (под.) т/ч	МЭМ
УЗ 1-1(10) → УЗ 1-1(11) → УЗ 1-1(12)	1004	1020	71,23	01.01.1983	0,966659	13,57085	6002,704	1
УЗ 1-1(11) → УЗ 1-1(12)	904	920	794,3	01.01.1983	10,03819	12,63770	6001,587	1
УЗ 1-1(12) → УЗ 1-1(13)	904	920	204	01.01.1969	2,850835	13,97465	5999,458	1
УЗ 1-1(13) → УЗ 1-1(14)	904	920	125	01.01.1969	1,927875	15,423	6000,312	1
УЗ 1-1(14) → УЗ 1-1(15)	904	920	951,8	01.01.1969	11,59133	12,17633	5999,131	1
УЗ 1-1(15) → УЗ 1-1(16)	904	920	331	01.01.1969	4,332782	13,08907	5997,604	1
УЗ 1-1(16) → УЗ 1-1(17)	706	720	24,5	01.01.1971	0,221017	9,021088	1720,605	1
УЗ 1-1(17) → К1	259	273	152	01.01.1980	1,988981	13,0854	221,113	1
НС 17-2(17) → К1	309	325	1	01.01.1980	-0,05278	52,77822	216,585	1
УЗ 17-2(17) → НС 17-2(17)	259	273	0,5	01.01.1980	0,011119	22,23831	70,3446	1
НС 17-2(17) → УЗ 17-2(17)	259	273	0,5	01.01.1980	-0,01112	22,23831	70,3446	1
УЗ 17-2(17) → УЗ 17-2(18)	309	325	147,4	01.01.1980	1,671148	11,33751	327,8512	1
К1(28) → К1(28)	259	273	225,4	01.01.1980	1,942217	8,816758	180,9713	1
К1(28) → К3(30)	309	325	51,6	01.01.1980	0,575951	11,18185	307,0269	1
УЗ 110-6 → ТК 002-10-6-1	309	325	9	01.01.1980	0,077823	8,847021	201,6862	1
К1(28) → К1(32)	309	325	145	01.01.1980	5,412359	37,02000	594,5524	1
УЗ 10-6(10) → К1(28)	309	325	130	01.01.1980	5,801596	44,62766	647,604	1
К7(3) → К7(6)	309	325	104	01.01.1980	2,459816	23,65208	467,1437	1
К7(6) → К12(308)	309	325	100	01.01.1980	2,283246	22,83246	458,1446	1
К1(323) → К14(323)	309	325	177,5	01.01.1980	2,315175	13,04324	353,6354	1
К12(308) → К14(323)	309	325	111	01.01.1980	2,113379	18,03945	420,3332	1

Y3.1(1) → K(16)	259	273	123	01.01.1980	7,272747	59,12807	467,1599	1
Y3.1(1) → K(16)	309	325	290,4	01.01.1980	2,749116	9,466633	304,5746	1
Y3.1(1) → K(16)	309	325	1	01.01.1980	0,008977	6,97655	89,32332	1
KTC16 → Y3.12(7)	706	720	88	01.01.1971	0,936571	10,34236	2489,173	1
Y3.12(7) → KTC	359	377	350	01.01.1980	4,096716	11,7049	505,7927	1
Y3.1 → Y3.1.85	904	920	253,5	01.01.1969	3,280881	12,94233	5868,034	1
Y3.1.8A → Y3.1	1004	1020	77,5	01.01.1969	0,789032	10,18106	5868,187	1
Y3.1.8O.22 → Y3.1	904	920	302,74	01.01.1969	3,830962	12,6543	5867,581	1
Y3.1.8 → ПHC-1	904	920	658	01.01.1970	7,80208	11,85726	5867,096	1
Y3.1.85 → Y3.1.8O.22	904	920	28,26	01.01.1969	0,761822	26,95759	5867,627	1
Y.ПHC-1 → Y3.1.8O.22	1004	1020	100	01.01.1970	1,014582	10,14582	5866,705	1
Y.ПHC-1 → ПHC-1	515	529	11,7	01.01.1980	-0,10315	8,816559	713,594	1
Y3.10(3) → KTC	706	720	852	01.01.1970	24,50593	28,76283	4782,121	1
Y3.10M.13 → Y3.10(3)	1004	1020	147	01.01.1970	1,297842	8,828866	5826,013	1
KTC → Y3.11(2)	706	720	140	01.01.1970	4,845152	34,60823	4760,412	1
KTC → KTC16	706	720	602	01.01.1971	5,48718	9,114918	2668,796	1
Y3.11(2) → KTC	706	720	80	01.01.1971	1,022342	12,77928	2687,755	1
Y3.1.1(1) → Y3.1.1(2)	412	426	140	01.01.1980	-8,69063	82,075935	1627,75	1
Y3.10.8(38) → K(2(4))	259	273	80	01.01.1980	0,647564	8,094548	169,9666	1
Y2 → Y3.10.15(7)	517	529	5,1	01.01.1980	0,065979	12,93697	647,49	1
Y3.1.8A → y	309	325	1	01.01.1980	0,018689	18,68914	128,8857	1
ПHC-1.2 → Y3.1	1004	1020	105	01.01.1970	1,046581	9,967438	5866,507	1
			8292,93					

Протяженность магистральных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими максимальное значение (8мм/м) для магистрали №1 составит - 8292,93 м.

Магистраль №2

График падения давления по магистрали №2 от ТЭЦ до потребителя Спортивная 16.



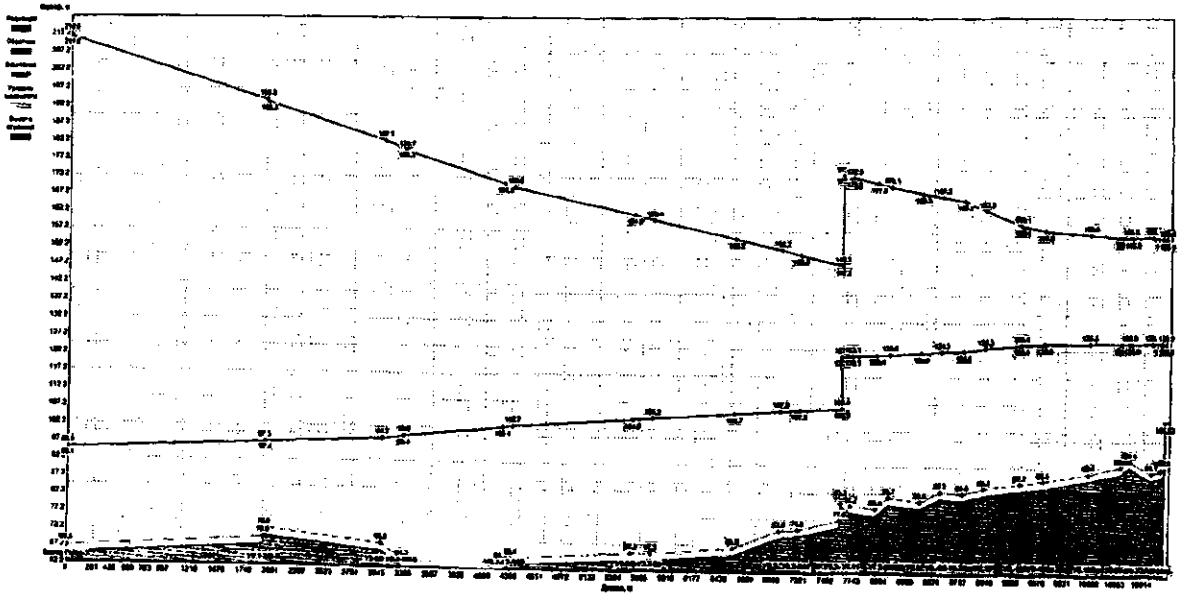
Наименование	Внутренний диаметр (подложной), мм	Наружный диаметр (подложной), мм	Длина (подложной), м	Дата ввода	Потери напора (под.), м	Удельные потери (под.), мм/м	Фактический расход (под.), т/ч	№ Маг.
У3-2П1-1 → У3-ПК5а	1004	1020	233,1	01.01.1975	1,918433	8,230084	6079,246	2
У3-2ПК5а → ПК6	904	920	179,29	01.01.1975	2,630174	14,66994	6078,785	2
У3-2ПК6 → ПК10	904	920	23,4	01.01.1975	0,759093	32,43689	6077,903	2
ПК10 → У3-2П1	904	920	10	01.01.1975	0,598317	59,83172	6077,865	2
У3-2П1 → У3-2ПК10	904	920	864,9	01.01.1975	10,85494	12,55052	6077,849	2
У3-2ПК10 → У3-2ПК19	1004	1020	79,9	01.01.1975	0,862367	10,79308	6075,822	2
У3-2ПК19 → У3-2ПК20	904	920	67,6	01.01.1975	1,288441	19,05977	6075,664	2
У3-2П1-5	1004	1020	10	01.01.1975	0,381374	38,13742	6074,773	2
У3-2ПК20 → У3-2П1-5	1004	1020	101,7	01.01.1975	1,011973	9,960568	6074,734	2
У3-2ПК21	1004	1020	10	01.01.1975	0,381372	38,13716	6074,754	2
У3-2П1-5 → У3-2ПК25	1004	1020	46	01.01.1975	0,628893	13,67158	6074,533	2
У3-2ПК25 → У3-2ПК29	904	920	118,1	01.01.1975	1,893115	16,02876	6074,442	2
У3-2ПК29 → У3-2П1-8	1004	1020	29,2	01.01.1979	0,513116	15,57268	6073,029	2
У3-2П1-8 → У3-2ПК2А	1004	1020	103,5	01.01.1979	1,023845	9,892226	6073,234	2
ПК008-19-3-1/1 → У3-15	309	325	10	01.01.1988	0,082703	8,270308	202,7587	2
У3-15 → У3-10-2в	616	630	108	01.01.1978	0,99204	9,185556	1644,896	2
У3-10-2в → У3-10С2В-2в	616	630	200	01.01.1978	1,611121	8,055063	1645,045	2
У3-11-2в → У3-2-1-19	414	428	227,6	01.01.1981	2,079424	9,136308	634,409	2
У3-13-2в → ПК1	259	273	27,7	01.01.1988	0,221982	8,013785	155,7779	2
У3-13-2в → Наросная АвтоВАЗАгро.	257	273	1	01.01.1980	0,524639	524,839	462,4318	2
ПК1 → У3-2-1-19	1004	1020	1	01.01.1977	-0,30339	303,3827	-5600,18	2
У3-2-1-19 → ПНС-2	1004	1020	1	01.01.1977	0,271513	271,5125	5600,177	2
У3-2-1-19 → Боронинская ВП-21200	309	325	1	01.01.1988	0,018569	18,56931	128,4719	2
У3-2-68 → У3-2-70	309	325	200	01.01.1988	1,895801	8,479067	286,0187	2
У3-2-70 → НО	309	325	200	01.01.1988	1,895357	8,476784	285,9812	2
НО → ПК042-М	309	325	17,1	01.01.1988	0,221674	12,98337	285,9437	2
У3-Хром								
Наросная МР → У3-2-1-19	309	325	5	01.01.1988	0,094522	18,90445	249,4422	2

Итого	309	325	10	01.01.1988	-0,12517	12,61707	-249,442	2
У3-28(60) - У3-7-2а	706	720	88	01.01.1978	0,735253	8,355147	2127,494	2
ПК-1 - ПК-12	259	273	49	01.01.1988	0,420941	6,898622	170,0825	2
ПК-1 - ПК-2	259	273	76	01.01.1988	1,619573	21,55431	276,74	2
У3-38(3) - У3-28-2а	412	426	345	01.01.1988	4,352137	12,61389	755,7411	2
У3-28-2а - ПК-1-2а	259	273	272	01.01.1988	3,978548	14,62701	236,5101	2
У3-28-2а - ПК-28	258	273	55	01.01.1988	0,594449	10,80816	192,3102	2
У3-28-2а - ПК-1	309	325	210	01.01.1988	2,320787	11,05136	326,9208	2
ПК-6 - У3-2-ПК9	904	920	370,7	01.01.1975	4,926849	13,29066	6078,487	2
			4350,79					

Протяженность магистральных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими максимальное значение (8мм/м) для магистрали №2 составит - 4350,79 м.

Магистраль №3

График падения давления по магистрали №3 от ТЭЦ до потребителя Спортивная 15.



Наименование	Внутренний диаметр (подающей), мм	Надувной диаметр (подающей), мм	Длина (подающей), м	Дата ввода	Потери давления (под.), м	Удельные потери (под.), мм/м	Фактический расход (под.), т/ч	МПа
Резерв ТЭЦ - УЗ-М187	1004	1020	1917	01.01.1987	17,79386	9,262138	6975,393	3
УЗ-М187	1004	1020	10	01.01.1987	0,502292	0,150717	6971,599	3
УЗ-М333А	1004	1020	1148,3	01.01.1987	10,81212	9,415768	6971,579	3
УЗ-М333А - УЗ-М333	1004	1020	203,7	01.01.1987	2,255201	11,07119	6969,306	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	1004	1020	977	01.01.1987	9,253475	9,471315	6968,889	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	1004	1020	7	01.01.1987	0,474752	67,82178	6968,903	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	1004	1020	97	01.01.1988	0,887232	9,148717	5781,092	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	518	530	354	01.01.1997	4,218377	11,91632	1343,773	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	88	01.01.1997	1,078714	12,25817	210,0653	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	58	01.01.1997	0,558435	9,628193	182,1317	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	58	01.01.1988	0,482591	8,32054	169,3125	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	94	01.01.1997	1,287651	13,69842	222,681	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	54	01.01.1997	0,776652	14,38245	221,5711	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	42	01.01.1997	0,443465	10,55689	186,3125	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	118	01.01.1997	1,813711	13,87582	224,3655	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	14	01.01.1997	0,280354	20,02526	222,3248	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	309	325	181,3	01.01.1988	3,12324	17,22892	406,6487	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	518	530	221	01.01.1997	2,799448	12,66719	1363,817	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	309	325	285,7	01.01.1988	4,850601	16,97795	407,7693	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	240,8	01.01.1997	2,73005	11,33742	207,8222	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	139	01.01.1997	1,365489	9,523664	191,1181	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	69	01.01.1997	0,782193	11,33613	199,6411	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	259	273	206	01.01.1997	2,461254	11,94783	212,7416	3
УЗ-М333 - УЗ-М333	1004	1020	1	01.01.1987	0,277118	277,1183	5657,694	3

УСЗ-УЗВ	1004	1020	97,4	01.01.1988	0,797379	8,198845	5472,868	3
ПНС-УЗВ	1004	1020	1	01.01.1988	-0,27712	277,1183	-5657,69	3
УП-УЗВ	1004	1020	1	01.01.1988	0,276747	276,7472	5653,904	3
УТ2-УТ3	259	273	19,4	01.01.1988	0,309045	15,93013	209,4913	3
УТ1-УТ2	309	325	17,5	01.01.1988	0,145819	8,332529	230,2488	3
			6720,1					

Протяженность магистральных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими максимальное значение (8мм/м) для магистрали №3 составит - 6720,1 м.

Квартальные трубопроводы

Квартальные сети магистрали №1

В таблице представлен список квартальных трубопроводов с удельными гидравлическими потерями превышающими значение -25 мм/м.

Наименование	Внутренний диаметр (подающей), мм	Наружный диаметр (подающей), мм	Длина (подающей), м	Дата ввода	Удельные потери (под.), мм/м	№ Мер
КП-037-Мих1	70	76	30	01.01.1980	25,16735	1
КП-3	100	108	50	01.01.1980	38,58266	1
ТКП-004-10-13-23->КП	100	108	50	01.01.1980	39,27372	1
КП-001-13-2-19->Революционная,48 доп-34	51	57	50	01.01.1980	67,36185	1
ТКП-001-1-2-9->	70	76	5	01.01.1980	28,48474	1
ТКП-001-2-2-13->ТКП-001-1-2-2	150	159	2	01.01.1980	25,08761	1
ТКП-032-11-1-1-12->К032-1-1-К1	125	133	40	01.01.1980	26,90072	1
Уд-001-11-8-18->Московский,31 доп-ор	70	76	61	01.01.1980	60,04955	1
ТКП-001-11-6-2->	100	108	92,92	01.01.1980	41,72693	1
К0(201)->Баумана,14-тип	82	89	10,37	01.01.1970	29,07994	1
К006-18-1-3->КП	70	76	10	01.01.1980	31,72073	1
Уд-3->ЦТП-002	150	159	10	01.01.1980	25,08828	1
ТК-005-10-17-2->Свердлова,17-а	50	57	16,5	01.01.1980	44,40673	1
Уд-21-1->	82	89	10	01.01.1980	44,29031	1
Уд-33->	150	159	26,3	01.01.1980	64,12853	1
ТКП-006-6-Ш-1->	82	89	1,2	01.01.1980	38,59093	1
К0(19)->ТКП-006-6-Ш-1	82	89	143	01.01.1980	41,85844	1
К0-3->	51	57	35	01.01.1980	64,51987	1
У3-1-10-40->У.Ф.35а	100	108	8,28	01.01.1980	55,23196	1
У0-15-0(47)->К10(1)	100	108	123,5	01.01.1980	29,44344	1
К002-11-8-2->Московский,19-1	82	89	20	01.01.1980	28,977	1
ТКП-002-11-2-1->К3	82	89	60	01.01.1980	31,68877	1
К3->ТКП-002-11-2-7а	82	89	36	01.01.1980	32,3619	1
К0(101)->ТКП-002-11-2-10	82	89	10	01.01.1980	32,45884	1
К0(109)->ТКП-002-11-2-10	70	76	25	01.01.1980	77,95605	1
ТКП-002-11-2-14->К7	70	76	66	01.01.1980	74,99193	1
ТК-036-НО-1->ТК-036-22	82	89	20,1	01.01.1980	33,10671	1
ТКП-006-19-6-31->	82	89	5	01.01.1971	58,18702	1
К4->	40	45	35,6	01.01.1980	106,3608	1
С11->Приморский,49	82	89	15	01.01.1971	394,1675	1
К008->Т-пр1	70	76	10		84,87627	1
У3-22(20)->У	125	133	10	01.01.1988	26,21926	1
У3-12-22(47)->Свердлова,23-Школа	82	89	3	01.01.1980	29,44279	1
У3-12-31->	100	108	57,8	01.01.1980	25,10465	1
У3-12-7->	100	108	2	01.01.1980	28,50095	1
ТК-035-4-К10В->ТК-035-5	82	89	30	01.01.1980	69,46391	1
ТК-035-5->Заставная,16-ПМОК	70	76	27	01.01.1980	50,69804	1
К002-10-6-1->ЦТП-002-17	150	159	41	01.01.1980	42,56406	1
Т-А->ТК39	82	89	36	01.01.1980	34,35733	1
ТК-037-Нов.->ТКП-037-Мих1	70	76	66	01.01.1980	29,81228	1
ТК-037-10-3а-п->ТК-037-10-3а-п	125	133	44,3	01.01.1980	27,95524	1
К0(134)->	51	57	33	01.01.1980	50,3449	1

ТКП.001-11-6-5 -> Расходомерный	100	108	92	01.01.1980	62,8606	1
ТК.037-10-3а-2	50	57	23,9	01.01.1980	254,9778	1
ТКП.002-10-1 -> ТКП.002-10-3	70	76	152,2	01.01.1980	108,0189	1
К4(63)	82	89	5	01.01.1969	25,86818	1
К8(148) -> К9(171)	100	108	44	01.01.1980	74,02785	1
К1(87)	100	108	44	01.01.1980	43,87564	1
ТКП.004-10-7-27	100	108	5	01.01.1980	82,57484	1
-> Курчатова.1	100	108	40	01.01.1980	44,11294	1
К7(97а)	70	76	95	01.01.1980	28,05927	1
К10(212)	82	89	12	01.01.1980	113,6983	1
К8(108) -> ТКП.001-11-8-63	100	108	24	01.01.1980	30,69781	1
ТКП.001-11-8-63 -> ТКП.001-11-8-11	100	108	8	01.01.1980	36,57967	1
ТКП.001-11-8-11 -> ТКП.001-11-8-12	100	108	26	01.01.1980	30,47002	1
ТКП.001-11-8-12 -> ТКП.001-11-8-13	100	108	26	01.01.1980	30,46879	1
ТКП.001-11-8-13 -> ТКП.001-11-8-16	82	89	26	01.01.1980	26,49841	1
ТКП.001-11-8-16 -> ТКП.001-11-8-16	82	89	26	01.01.1980	26,4971	1
ТКП.001-11-8-16 -> ТКП.001-11-8-17	82	89	26	01.01.1980	26,49579	1
ТКП.001-11-8-17 -> ТКП.001-11-8-18	82	89	37	01.01.1980	25,93585	1
К11(216) -> К12(222)	125	133	158	01.01.1980	27,92934	1
К4-1 -> К4-2	125	133	34	01.01.1980	33,59891	1
К4-2 -> К4-3	125	133	34	01.01.1980	26,49215	1
К4-4 -> К4-5	100	108	33	01.01.1980	45,97559	1
К4-5 -> К4-6	100	108	65	01.01.1980	31,02871	1
К10 -> ТКП	100	108	20	01.01.1980	34,78735	1
ТКП -> ТК.036-10-3а-1	100	108	40,3	01.01.1980	32,2581	1
ТК.037-10-3а-2 -> ТКП	50	57	10	01.01.1980	258,5581	1
у.оп.45а -> ТКП.036-10-4а	100	108	91,71	01.01.1980	41,53317	1
-> К8(108)	100	108	24,07	01.01.1980	44,90062	1
ТК.001-13-2-20 -> Ленинский, 38	70	76	15		105,4143	1
К2(3) -> ЦТП-003-1-2	100	108	25		59,25244	1
			2690,05			

Протяженность квартальных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими значение 25мм/м для магистрали №1 составит - 2690,05 м.

Квартальные сети магистрали №2

В таблице представлен список квартальных трубопроводов с удельными гидравлическими потерями превышающими значение - 25 мм/м.

Наименование	Внутренний диаметр (подающей), мм	Наружный диаметр (подающей), мм	Длина (подающей), м	Дата ввода	Удельные потери (под.), мм/м	№.Мог.
ТКП.010-1-15-1	82	89	5	01.01.1988	35,31375	2
ТК010-3-6	100	108	20	01.01.1988	25,86555	2
ТКП.012-26/2-21	82	89	5	01.01.1988	31,98911	2
У3-24	82	89	79	01.01.1988	34,98901	2
ТКП.2-20-2-1 ЦТП-012-1-2	125	133	10	01.01.1988	25,413	2
У3.11А	150	159	51	01.01.1988	31,28371	2
К2(230)	50	57	4	01.01.1988	26,39981	2
У3-12а-2а	50	57	91,4	01.01.1988	247,1689	2
ТК02	82	89	31,9	01.01.1988	130,2599	2
К1А	50	57	67,1	01.01.1988	257,9464	2
У4	50	57	115	01.01.1988	32,94821	2
У4	82	89	23,9	01.01.1988	31,34594	2
У3-13а	50	57	48,93	01.01.1988	389,4907	2
У3-13а	82	89	32,1	01.01.1988	60,43385	2
ТКП.008-7/13-10	50	57	59	01.01.1988	49,21009	2
К1А(6)	50	57	10	01.01.1988	803,4784	2
У3.9а-2а	150	159	85	01.01.1988	27,92093	2
ТКП.007-17-17-10	50	57	48	01.01.1988	32,22687	2
У3-13	150	159	56,7	01.01.1988	107,1081	2
ТКП.011-9/2а-2Б-3	100	108	22,1	01.01.1988	25,79873	2
ТКП.011-9/2а-2Б-4	100	108	22,4	01.01.1988	25,76405	2
ТКП.011-9/2а-2Б-7	100	108	28,1	01.01.1988	25,22804	2
ТКП.011-9/2а-2Б-6	100	108	27,6	01.01.1988	25,26718	2
УТ/В3	70	76	3,5	01.01.1988	127,9451	2
ТК008-3	40	45	14,5	01.01.1988	37,60289	2
ТКП.010-1-15-1	82	89	5	01.01.1988	40,28827	2
ТКП.010-15-15	100	108	212	01.01.1988	30,11541	2
У2	50	57	115	01.01.1988	32,52591	2
У2	51	57	75	01.01.1988	30,50443	2
ТК01	150	159	100	01.01.1988	37,33217	2
У3-2-МГ-ЦТП	207	219	138,1	01.01.1988	50,82741	2
ТК042-МГ-У3-8	207	219	36,3	01.01.1988	51,51347	2
ТК042-МГ-У3-2А	207	219	43,8	01.01.1988	45,58524	2
ТК042-МГ-У3-9	150	159	49,6	01.01.1988	34,5765	2
ТК042-МГ-У3-10	150	159	33,1	01.01.1988	26,81945	2
У4	51	57	15,4	01.01.1988	32,13581	2
У3	51	57	25,4	01.01.1988	31,28582	2
ТК041-8-2а-1	70	76	103	01.01.1988	51,8148	2
ТК03	70	76	10	01.01.1988	33,4632	2
ТК02	82	89	20	01.01.1988	26,88266	2
ТК042-МГ-У3-20	50	57	75,2		32,60446	2
У3-71	70	76	36	01.01.1988	82,7871	2
ТКП.010-28-10-Б2-1	82	89	34	01.01.1988	74,48692	2

Б2-2						
ТКП.010-28-18-Б2-2 → ТКП.010-28-18-Б2-3	82	89	12	01.01.1988	37,59295	2
ТКП.010-28-18-Б2-3 → Ворониллова 12	70	76	70	01.01.1988	74,17337	2
ТК22 →	50	57	20	01.01.1988	158,8031	2
ТК3 → ТК3/3	70	76	20	01.01.1988	41,32805	2
ТКП.010-28-18-А → Ворониллова 4а	82	89	15	01.01.1988	25,31677	2
ТК33(47) → Ворониллова 39	100	108	43	01.01.1988	26,80159	2
У3.101 →	82	89	27	01.01.1988	35,79982	2
ТК30 → ТК32	125	133	49	01.01.1988	189,6601	2
ТК30 →	100	108	12	01.01.1988	26,09582	2
Ут.1а →	50	57	68,06	01.01.1988	67,00024	2
			2422,19			

Протяженность квартальных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими значение 25мм/м для магистрали №2 составит – 2422,19 м.

Квартальные сети магистрали №3

В таблице представлен список квартальных трубопроводов с удельными гидравлическими потерями превышающими значение -25 мм/м.

Наименование	Внутренний диаметр (подающей), мм	Наружный диаметр (подающей), мм	Длина (подающей), м	Дата ввода	Удельные потери (квд), мм/м	№ Маг.
К-12 -> К-15	150	159	87	01.01.1988	80,10919	3
К-67 ->	70	76	33	01.01.1988	30,73982	3
К-15 -> К-18	150	159	49	01.01.1988	25,3683	3
К-6 ->	100	108	18	01.01.1988	40,1892	3
У3-18 ->	51	57	25	01.01.1988	62,15345	3
К-Калин -> П-10	51	57	50	01.01.1988	34,15671	3
У-11 -> П-10	150	159	53	01.01.1997	29,98749	3
У-7 -> П-10	100	108	49	01.01.1997	36,72416	3
У-5 -> П-10	70	76	11	01.01.1997	36,64858	3
У-10 ->	70	76	5	01.01.1997	60,37995	3
У-2 -> П-10	70	76	87,2	01.01.1997	269,8803	3
У-6 -> П-10	82	89	57	01.01.1997	220,3037	3
У-1 -> П-10	100	108	145,2	01.01.1997	44,89515	3
У-20 ->	70	76	23	01.01.1997	32,19629	3
У-12 -> У-1	100	108	171	01.01.1997	25,35007	3
К-31 -> К-36	150	159	107	01.01.1988	28,51147	3
У-28 ->	125	133	48	01.01.1988	296,9458	3
-> У-15	125	133	48	01.01.1988	229,5369	3
К-016-19/3-6 -> К-016-19-29	100	108	5	01.01.1997	26,95362	3
К-П -> Тополиная, 48а	51	57	20	01.01.1997	38,30474	3
У-7 ->	51	57	20	01.01.1997	31,15759	3
У3-6-К-3-9/4 -> К-500-9-К-6	100	108	110	01.01.1980	40,01822	3
К-500-9-К-6 -> К-500-9-К-6-б	82	89	36	01.01.1980	58,92794	3
К-500-9-К-6 -> Коммунальная, 316	82	89	51,8	01.01.1980	57,98614	3
К-045-2/3-2 -> Боржомская, 51-2	82	89	6	01.01.1980	27,99735	3
К-500-14/4-К-2В -> Коммунальная, 266	80	80	3	01.01.1980	62,47843	3
П-01-500-19-К-30 -> Коммунальная, 20	50	57	10	01.01.1980	3041,543	3
К-5 ->	82	89	8,9		35,8222	3
У-1 -> У-2	125	133	128	01.01.1997	42,67304	3
-> 40 лет Победы, 24	100	108	5	01.01.1997	43,80219	3
У-3 -> У-6	100	108	53	01.01.1997	138,9726	3
У-7 -> Уд. 37/Б низкот. часть	82	89	10	01.01.1997	27,21726	3
У-4 -> У-2	207	219	10	01.01.1997	67,50708	3
У-12 -> У-11а	100	108	75	01.01.1988	63,6994	3
У-11а -> У-11	82	89	20,01	01.01.1988	31,2572	3
К-П ->	70	76	5	01.01.1988	26,99713	3
К-180-43В ->	51	57	29	01.01.1988	74,02599	3
К-180-43В ->	51	57	29	01.01.1988	27,07836	3
У3-3-4/3В -> У3-50Т-У-1-1	207	219	150,8	01.01.1988	25,683	3
У-20 ->	40	45	10,6	01.01.1988	31,50824	3
К-6 -> К-П-019-17/3-34Са	150	159	37	01.01.1997	26,30563	3
->	32	38	53,5		37,82437	3
-> 70 лет Октября, 58,1	32	38	22,85		37,81923	3
			1976,86			

Протяженность квартальных трубопроводов с гидравлическими потерями превышающими значение 25мм/м для магистрали №3 составит – 1975,86 м.