



г. Тверь
Тверская область

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА ТВЕРИ
ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
ПО СОСТОЯНИЮ НА 2019 ГОД**

Обосновывающие материалы Книга 1

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Начальник департамента ЖКХ и строительства

подпись, печать

В.Д. Якубенок

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «Тверская генерация», 170003, г. Тверь,
ул. Г. Димитрова, д. 21

Генеральный директор

А В. Кузьмин

2018
Тверь

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	Ошибка! Закладка не определена.
Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"	21
1.1 Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"	21
1.1.1 Зоны действия производственных котельных	25
1.1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	25
1.2 Часть 2 "Источники тепловой энергии"	27
1.2.1 Структура основного оборудования.....	27
1.2.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	34
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	36
1.2.4 Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйствственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	37
1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	39
1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) 47	49
1.2.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	67
1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования.....	69
1.2.9 Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети	70
1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии..	
72	
1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	83
1.3 Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты"	87
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	87
1.3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	104
1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки	104
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	104
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	105
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	106

1.3.7	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	111
1.3.8	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	113
1.3.9	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	138
1.3.10	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	151
1.3.11	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	157
1.3.12	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	161
1.3.13	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	163
1.3.14	Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии.....	166
1.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	169
1.3.16	Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	169
1.3.17	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	171
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	171
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	172
1.3.20	165.....	172
1.3.21	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	173
1.4	Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	173
1.5	Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"	219
1.5	Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"	221
1.5.1	Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха	221
1.5.2	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	222
1.5.3	Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	223
1.5.4	Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	224
1.5.5	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	225

1.6 Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии".....	227
1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потеря тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов.....	227
1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	229
1.6.3 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю	231
1.6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	231
1.6.5 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	232
1.7 Часть 7 "Балансы теплоносителя"	233
1.7.1 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	233
1.7.2 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	273
1.8 Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"	274
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	274
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	276
1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки ..	279
1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха ..	281
1.9 Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"	282
1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии	282
1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей	307
1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	307
1.9.4 Живучесть систем теплоснабжения	310
1.10 Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"	312
1.11 Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"	317

1.11.1	Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет	317
1.11.2	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	323
1.11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	326
1.11.4	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	326
1.12	Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"	327
1.12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	327
1.12.2	Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	328
1.12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	329
1.12.4	Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	330
1.12.5	Анализ предписаний надзорных органов об устраниении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения	330
	Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"	331
2.1	Описание структуры тепловых нагрузок	331
2.2	Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий	332
2.3	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации	333
2.4	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов	334
2.5	Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчётном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	334
2.6	Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе	341
2.7	Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и	

по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	341
2.8 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	341
2.9 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения	343
2.10 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	345

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 - Карта (схема) границ города Твери	21
Рисунок 1.1 - Расположение источников тепловой энергии	28
Рисунок 1.2 – Схема нормального режима тепловых сетей ООО «Тверская генерация»	50
Рисунок 1.3 - Тепловая схема ТЭЦ-1	51
Рисунок 1.4 - Тепловая схема ТЭЦ-3	52
Рисунок 1.5 - Тепловая схема ТЭЦ-4	53
Рисунок 1.6 - Тепловая схема ВК-2	54
Рисунок 1.7 - Тепловая схема Котельного цеха	55
Рисунок 1.8 - Тепловая схема ВК-1	56
Рисунок 1.9 - Тепловая схема котельной «ДРСУ-2»	57
Рисунок 1.10 - Тепловая схема «Поликлиника №2»	58
Рисунок 1.11 - Тепловая схема «Сахарово»	59
Рисунок 1.12 - Тепловая схема котельной «УПК»	60
Рисунок 1.13 - Тепловая схема котельной «ХБК»	61
Рисунок 1.14 - Тепловая схема котельной «Школа №2»	62
Рисунок 1.15 - Тепловая схема котельной «Школа №24»	63
Рисунок 1.16 - Тепловая схема котельной «Южная»	64
Рисунок 1.17 - Тепловая схема котельной «Сахаровское ш.»	65
Рисунок 1.18 - Тепловая схема котельной «Школа №3»	66
Рисунок 1.19 - Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов	113
Рисунок 1.20 – Путь движения теплоносителя от ВК1 до потребителя г. Тверь, ул. Громова 54	115
Рисунок 1.21 - Пьезометрический график вдоль пути от ВК1 до потребителя г. Тверь, ул. Громова 54	115
Рисунок 1.22 – Путь движения теплоносителя от КЦ до потребителя г. Тверь, ул. Петербургское шоссе 113	116
Рисунок 1.23 - Пьезометрический график вдоль пути от КЦ до потребителя г. Тверь, ул. Петербургское шоссе 113	116
Рисунок 1.24 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ1 до потребителя по Полимермаш	117
Рисунок 1.25 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ1 до потребителя по Полимермаш	117
Рисунок 1.26 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26	118

Рисунок 1.27 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26.....	118
Рисунок 1.28 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Коминтерна 43	119
Рисунок 1.29 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Коминтерна 43.....	120
Рисунок 1.30 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 46.....	120
Рисунок 1.31 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 46.....	121
Рисунок 1.32 – Путь движения теплоносителя от котельной «Южная» до потребителя Школа №51	122
Рисунок 1.33 - Пьезометрический график вдоль пути от котельной «Южная» до потребителя Школа №51.....	122
Рисунок 1.34 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26	123
Рисунок 1.35 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26.....	124
Рисунок 1.36 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54.....	124
Рисунок 1.37 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54.....	125
Рисунок 1.38 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 100.....	125
Рисунок 1.39 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 100.....	126
Рисунок 1.40 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Можайского 70.....	127
Рисунок 1.41 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Можайского 70	127
Рисунок 1.42 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51.....	129
Рисунок 1.43 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51	129
Рисунок 1.44 - Зона, переключаемая от ТЭЦ-4 на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3	130
Рисунок 1.45 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51.....	131
Рисунок 1.46 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-3 до потребителя Школа №51	132
Рисунок 1.47 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47.....	133
Рисунок 1.48 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47.....	134
Рисунок 1.49 – Перекладка магистральной сети от ТЭЦ-4	135
Рисунок 1.50 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47	137
Рисунок 1.51 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47.....	137
Рисунок 1.52 - Зоны теплоснабжения с учетом перераспределения нагрузки между ТЭЦ-4 и котельной «Южная».....	140

Рисунок 1.53 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - ул. А. Завидова, д. 28141	
Рисунок 1.54 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - ул. Орджоникидзе, д. 55 (зона №1)	142
Рисунок 1.55 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - пр-т Чайковского, д. 94	143
Рисунок 1.56 - Схема подключения абонентов №4 «Местный тепловой пункт с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО».....	169
Рисунок 1.57 - Схема подключения абонентов №28 «Местный тепловой пункт с параллельным подключение подогревателя ГВС и непосредственным присоединением СО».....	170
Рисунок 1.58 - Схема подключения абонентов №2 «Местный тепловой пункт с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением СО»	170
Рисунок 1.59 - Схема подключения абонентов №7 «Местный тепловой пункт с последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением СО»	171
Рисунок 1.60 - Распределение договорных тепловых нагрузок по элементам территориального деления г. Твери.....	222
Рисунок 1.61 - Годовое и за отопительный период теплопотребление по административным районам города Твери (без учета кот. АО «ГУ ЖКХ»).....	223
Рисунок 1.62 - Распределение располагаемой мощности источников теплоснабжения.....	245
Рисунок 1.63 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ДРСУ-2» (стр. 1).....	245
Рисунок 1.64 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ДРСУ-2» (стр. 2).....	246
Рисунок 1.65 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Керамический завод» (стр. 1)	247
Рисунок 1.66 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Керамический завод» (стр. 2)	248
Рисунок 1.67 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Мамулино» (стр. 1)	249
Рисунок 1.68 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Мамулино» (стр. 2)	250
Рисунок 1.69 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахарово» (стр. 1)	251
Рисунок 1.70 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахарово» (стр. 2)	252
Рисунок 1.71 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахаровское ш.» (стр. 1)	253
Рисунок 1.72 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахаровское ш.» (стр. 2)	254
Рисунок 1.73 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «УПК» (стр. 1).....	255
Рисунок 1.74 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «УПК» (стр. 2).....	256
Рисунок 1.75 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ХБК» (стр. 1)	257
Рисунок 1.76 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ХБК» (стр. 2)	258

Рисунок 1.77 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №24» (стр. 1)	259
Рисунок 1.78 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №24» (стр. 2)	260
Рисунок 1.79 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ПАТП-1» (стр. 1)	261
Рисунок 1.80 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ПАТП-1» (стр. 2)	262
Рисунок 1.81 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №2» (стр. 1)	263
Рисунок 1.82 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №2» (стр. 2)	264
Рисунок 1.83 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №3» (стр. 1)	265
Рисунок 1.84 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №3» (стр. 2)	266
Рисунок 1.85 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Б.Перемерки, д.20» (стр. 1)	267
Рисунок 1.86 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Б.Перемерки, д.20» (стр. 2)	268
Рисунок 1.87 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Поликлиника №2» (стр. 1)	269
Рисунок 1.88 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Поликлиника №2» (стр. 2)	270
Рисунок 1.89 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Хминститут» (стр. 1)	271
Рисунок 1.90 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Хминститут» (стр. 2)	272

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 - Источники тепловой энергии г. Твери	21
Таблица 1.2 - Основные сведения о теплоснабжающих и теплосетевых организациях	23
Таблица 1.3 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С	27
Таблица 1.4 - Перечень оборудования котельных	29
Таблица 1.5 - Характеристики турбоагрегатов ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4	33
Таблица 1.6 - Параметры работы источников тепловой энергии	34
Таблица 1.7 - Параметры работы источников тепловой энергии, работающих на единую сеть....	34
Таблица 1.8 - Расход тепла на собственные нужды источников тепловой энергии г. Твери	38
Таблица 1.9 - Срок ввода в эксплуатацию теплосиловых агрегатов, их остаточный парковый ресурс и мероприятия по продлению ресурса	40
Таблица 1.10 - Среднегодовая загрузка источников теплоснабжения (водогрейные котельные)..	69
Таблица 1.11 – Приборы коммерческого и технического учета тепловой энергии	71
Таблица 1.12 – Перечень инцидентов (отказов оборудования) на тепловых источниках ООО «Тверская генерация»	74
Таблица 1.13 – Сведения по повысительным насосным станциям	88

Таблица 1.14 - Сведения по существующим ЦТП.....	89
Таблица 1.15 - Температурные режимы отпуска тепловой энергии в сеть	112
Таблица 1.16 – Сравнение параметров работы источников с электронной моделью	114
Таблица 1.17 - Карта переключений аварийного режима.	130
Таблица 1.18 – Карта переключений.....	134
Таблица 1.19 – Перекладка магистральной сети	135
Таблица 1.20 – Параметры работы источников на тепловую сеть.....	138
Таблица 1.21 – Описание перераспределения нагрузки потребителей ВК «Южная» на ТЭЦ-4.	139
Таблица 1.23 - Данные по количеству отказов (аварий, инцидентов) на магистральных тепловых сетях ООО «Тверская генерация».....	144
Таблица 1.24 - Потери сетевой воды в СЦТ г. Твери	164
Таблица 1.25 - Данные по потерям тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Тверская генерация» за 2015-2017 гг., Гкал.....	167
Таблица 1.26 - Данные по потерям теплоносителя в тепловых сетях ООО «Тверская генерация» за 2015-2017 гг., т	168
Таблица 1.27 – Перечень участков бесхозяйных тепловых сетей г.Твери	173
Таблица 1.28 - Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления г. Твери (без абонентов АО «ГУ ЖКХ»).....	221
Таблица 1.29 – Потребление тепловой энергии по элементам территориального деления г. Твери	223
Таблица 1.30 - Распределение договорных нагрузок по источникам теплоснабжения г. Твери..	224
Таблица 1.31 - Распределение договорных нагрузок по теплоснабжающим организациям г. Твери	225
Таблица 1.32 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	225
Таблица 1.33 – Баланс тепловой мощности источников теплоснабжения г. Твери.....	228
Таблица 1.34 - Характеристики существующих водоподготовительных установок	233
Таблица 1.35 – Характеристики исходной воды для водоприготовления.....	236
Таблица 1.36 – Характеристики установки очистки воды	236
Таблица 1.37 - Характеристика основного оборудования ВПУ ТЭЦ-1.....	236
Таблица 1.38 - Коррекционная обработка котловой воды	236
Таблица 1.39 - Краткая характеристика подогревателей	237
Таблица 1.40 - Краткая характеристика насосов	238
Таблица 1.41 - Качество исходной воды (среднегодовые показатели).....	240
Таблица 1.42 - Тверская ТЭЦ №3 Баланс воды 2017 г.	243
Таблица 1.43 - Тверская ТЭЦ №4 Баланс питательной воды 2017 г.	243
Таблица 1.44 - Фактическое потребление видов топлива источниками тепловой энергии ООО «Тверская генерация» за 2017 г.....	274
Таблица 1.45 - Потребление видов топлива источниками тепловой энергии ООО «Тверская генерация» за 2018-2019 гг.....	275
Таблица 1.46 - Виды топлив, используемых на источниках тепловой энергии	277
Таблица 1.47 - Нормативные запасы топлив за 2011-2014 гг., тыс. т н.т	278
Таблица 1.48 - Нормируемые характеристики природного газа.....	279
Таблица 1.49 - Компонентный состав природного газа	280
Таблица 1.50 – Характеристика жидкого и твердого топлива ООО «Тверская генерация».....	281
Таблица 1.51 – Оценка надежности теплоисточников	285

Таблица 1.52 – Тепловые сети объединенных теплоисточников.....	290
Таблица 1.53 – Вероятность безотказной работы и готовность системы теплоснабжения.....	298
Таблица 1.54 - Исходные данные по потребителям	309
Таблица 1.55 - Температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12 °С в течение ремонтно-восстановительного периода после отказа.....	310
Таблица 1.56 - Информация об основных технико-экономических показателях ЗАО «ТКСМ-2» за 2017 год (факт).....	313
Таблица 1.57 - Тарифы на тепловую энергию для потребителей г. Тверь с 01.07.2014 года	317
Таблица 1.58 - Структура необходимой валовой выручки	323
Таблица 1.59 - Информация о плате за подключение к системе теплоснабжения в 2016 г.....	326
Таблица 1.60 - Плотность потока отказов.....	329
Таблица 2.1 - Зоны перспективной застройки	331
Таблица 2.2 - Площади застраиваемых зон	332
Таблица 2.3 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в расчетном элементе территориального деления.....	334
Таблица 2.4. - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии (Гкал/ч)	336
Таблица 2.5 – Планируемые подключения потребителей на 2017 год.....	337
Таблица 2.6. - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии, с учетом фактического подключения потребителей (Гкал/ч)	341
Таблица 2.7 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.....	297
Таблица 2.8 - Зоны прогнозируемой перспективной застройки с указанием прироста потребления тепловой мощности производственными объектами	298

Введение

Настоящая работа выполнена Обществом с ограниченной ответственностью «Тверская генерация» по муниципальному контракту №77-550-18 от 24.09.18 г. заключенному с Департаментом жилищно-коммунального хозяйства и жилищной политики администрации города Твери, на основании технического задания, являющегося неотъемлемой частью указанного муниципального контракта.

Проектирование систем теплоснабжения муниципальных образований представляет собой комплексную задачу, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на схеме

развития городского поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства городского поселения. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 10 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

- «зона действия системы теплоснабжения» - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- «зона действия источника тепловой энергии» - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
- «установленная мощность источника тепловой энергии» - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- «располагаемая мощность источника тепловой энергии» - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- «мощность источника тепловой энергии нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
- «теплосетевые объекты» - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;
- «элемент территориального деления» - территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;
- «расчетный элемент территориального деления» - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- Схема теплоснабжения в административных границах муниципального образования городского округа город Тверь до 2028 год (актуализация на 2017 г.);
- Генеральный план города Твери. Положение о территориальном планировании;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;

- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды, потери);
- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

При разработке Схемы в качестве базового периода принят- 2017 г. с выделением этапов: 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024-2028 года.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями следующих документов:

- Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» с изменениями и дополнениями от 01.01.2013г.;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 г. № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»
- «Методических основ разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации» РД-10-ВЭП, разработанных ОАО «Объединение ВНИПИЭНЕРГО-ПРОМ» и введенных в действие с 22.05.2006;
- МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения».

При разработке Схемы теплоснабжения дополнительно использовались нормативные документы:

- СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76;
- СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003;
- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;
- СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;

- СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
- СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей»;
- ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»;
- ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике»;
- ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой».

Общая часть

Тверь (в 1931-1990 годах - Калинин) - город в России, административный центр Тверской области и Калининского района, расположенный на берегах реки Волга в районе впадения в неё рек Тверцы и Тьмаки, в 167 км к северо-западу от Москвы.

Тверь основана в 1135 году на стрелке реки Тьмаки. С 1247 года - центр Тверского княжества; во время монголо-татарского ига стала одним из центров сопротивления (крупное восстание в 1327 году) и соперничала с Москвой за роль политического центра Северо-Восточной Руси; в 1304 г. князь Михаил получил ярлык на великое княжение и с этого момента, вплоть до 1327 г. Тверь являлась столицей русских земель; с 1485 года в составе Московского государства (впоследствии - России). С 1796 года по 1929 годы - центр Тверской губернии, а с 1935 года - административный центр Калининской области (после 1990 года - Тверской области). С октября по декабрь 1941 года город был оккупирован немецкими войсками, сильно пострадал во время оккупации и боевых действий, впоследствии был восстановлен. В 1971 году награждён орденом Трудового Красного Знамени. 4 ноября 2010 года присвоено почётное звание «Город воинской славы».

Тверь - крупный промышленный, научный и культурный центр, крупный транспортный узел на пересечении железнодорожной линии Санкт-Петербург - Москва и автомагистрали «Россия» с Верхней Волгой. Площадь территории города - 152,22 км², административно город разделён на 4 района (Заволжский, Московский, Пролетарский, Центральный). Население – 419 898 чел. (на 01.01.2018).

Городское самоуправление представлено Тверской городской Думой (в составе 33 депутатов), главой города, избранным из состава депутатов городской Думы, и администрацией города.

ТВЕРЬ

СХЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ГОРОДА

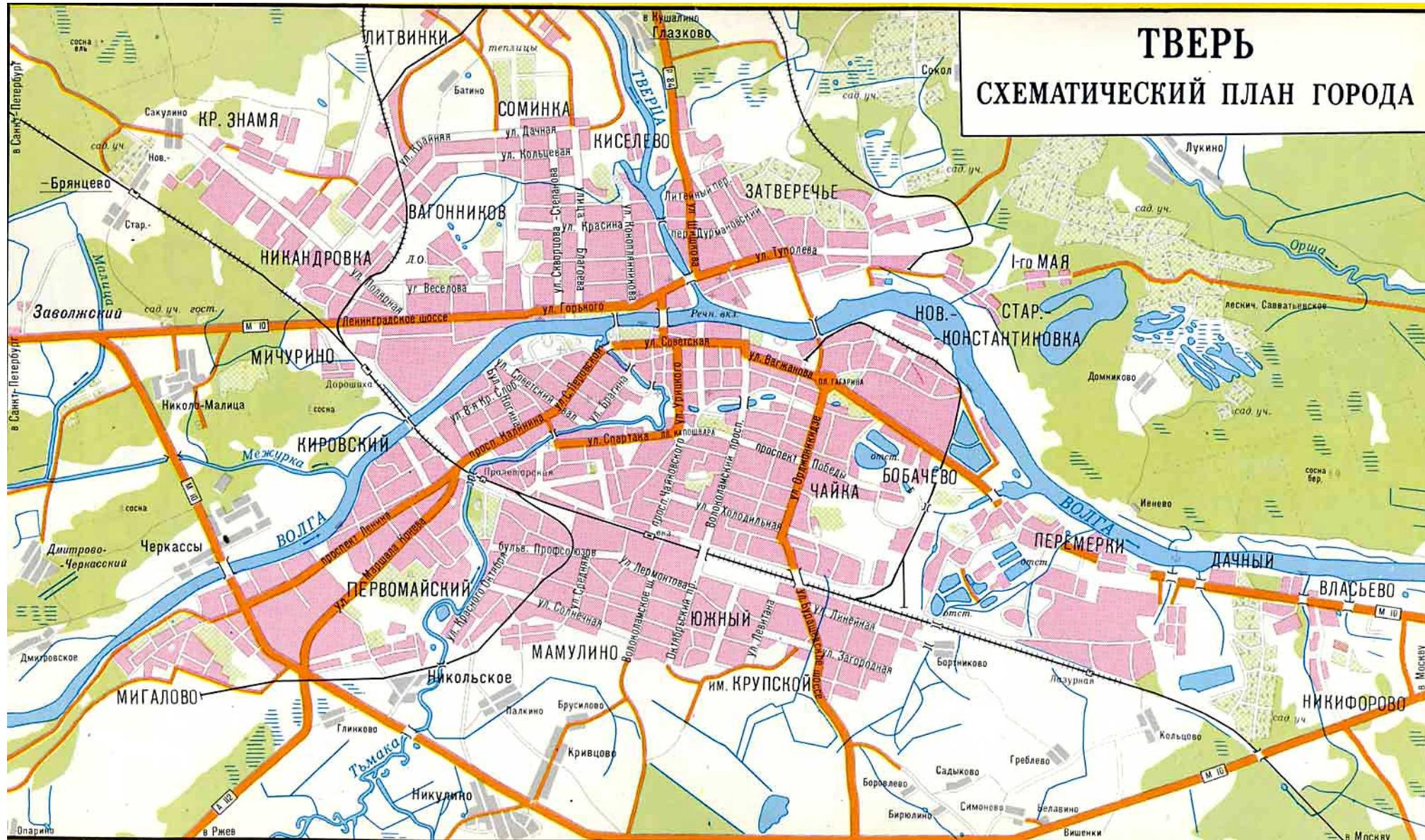


Рисунок 1 – Карта (схема) границ города Твери

Географическое положение

Тверь находится на западной окраине Верхневолжской низменности и к северу от Тверской моренной гряды. Город расположен на пересечении железнодорожной и автомобильной магистралей, соединяющих Москву и Санкт-Петербург, с Волгой в её верхнем течении; находится в 167 км к северо-западу от Москвы и в 484 км к юго-востоку от Санкт-Петербурга. Город расположен на высоте от 124 м (урез Волги) до 174 м над уровнем моря (высшая точка города на юго-восточной окраине, недалеко от пересечения главного хода Октябрьской железной дороги с Тверской окружной дорогой). Протяжённость города в широтном направлении - 20 км, в меридианном - 15 км.

Рельеф

Город Тверь расположен на Волго-Тверецкой низине, являющейся частью Верхневолжской низины (низменной равнины) - относительно глубокой дочетвертичной депрессии, сформированной водами ледника. Пологоволнистый рельеф низины нарушает Калининская конечно-моренная гряда, лежащая к югу от города. Конечно-моренные образования разделяются на 2-3 хорошо различимые гряды, возвышающиеся над окружающей поверхностью мореной равнины на 40-70 м. Центральная часть города расположена в пределах долины Волги и ее притоков. Южная и северная части города выходят на моренную равнину, характеризующуюся почти плоским рельефом с абсолютными отметками от 135 до 140 м. В северо-западном и юго-восточных направлениях моренная равнина переходит в холмистую моренную возвышенность, абсолютные отметки поверхности достигают 150-175 м. В районе деревень Неготино и Вишенки, Калининская моренная гряда, состоящая из отдельных холмообразных возвышенностей, достигает абсолютных отметок 146-175 м (до 220-320 м).

Геологическое строение территории

Территория, занимаемая городом, до глубины 200-250 м расположена на породах каменноугольного и юрского возрастов, а также на четвертичных отложениях.

Каменноугольные отложения представлены тремя эпохами; нижний и средний отдел распространены на всей территории города, верхний - в восточной его части. Отложения нижнего карбона залегают на глубине 129-200 м и представлены доломитами и известняками с прослойями глин, алевролитов и песков. Толщина этого горизонта составляет 50 - 80 м. Отложения среднего карбона залегают на глубине от 7,5 до 70 метров и более и представлены глинами и известково-мергелистыми породами. Общая мощность среднекаменноугольных отложений достигает 100-150 м. Отложения верхнего карбона, вскрытые на глубине 7,5 - 16,5 м, представлены известняками, доломитами и мергелями, перемежающимися с глинами. Мощность этих отложений изменяется от долей метра в западной части города до 40-50 метров в восточной. Элювиальные отложения верхнего карбона распространены под аллювием реки Волга на глубине 7-14 м. Их мощность составляет 0,3-0,4 м.

Юрские отложения имеют локальное распространение и мощность от 0,2 до 13 м. На большей части территории города они размыты. Они представлены темно-серыми и черными алевритистыми, слюдистыми глинами, содержащими большое количество остатков белемнитов и включения марказита. Иногда глины содержат тонкие слои темно-серых глинистых и слюдистых песков.

Четвертичные отложения, относящиеся к ледниковым и водно-ледниковым образованиям, распространены повсеместно и перекрывают коренные породы. Их мощность составляет около 25-30 м. Более поздние четвертичные породы представлены аллювием надпойменных террас Волги и Тверцы, на которых залегают современные отложения речных пойм и болот. Ледниковые отложения представлены суглинками, в толще которых встречаются включения супесей, песков и песчано-галечного материала. Водно-ледниковый отложения представлены разнозернистыми песками со слоями галечников, гравия. Мощность этих слоев составляет 1,5—7,0 м. Аллювиальные отложения распространены в долинах рек и представлены мелко- и среднезернистыми песками с гравием и галькой, и со слоями супесей, суглинков и глин. Общая мощность аллювия надпойменных террас составляет от 1-2 до 15-20 м и более, мощность пойменного аллювия - от 1 до 11 м, мощность галечника достигает 0,5 м. Болотные осадки распространены на поверхности равнин и в понижениях рельефа. Они представлены сапропелями мощностью до 1 м и торфом мощностью до 5 м.

Почвы

На территории города распространены несколько типов почв. На возвышенных частях рельефа распространены подзолистые почвы. На равнинных участках и пологих склонах - супеси и суглинки. В понижениях рельефа распространены подзолисто-глеевые, полуболотные и болотные почвы. В поймах рек распространены аллювиальные луговые почвы, богатые гумусом. Наконец, на отдельных участках имеются насыпи грунтов со значительным содержанием строительного мусора.

Растительность

Город Тверь располагается в зоне хвойно-широколиственных лесов. На территории города древесный ярус образован елью европейской, сосной обыкновенной, а также лиственными породами: берёзой, ольхой, осиной. На возвышенных местах встречаются клён, ясень, липа, лещина, реже дуб. Территория города и прилегающего к ней района сильно обезлесена, сохранившимися в городской черте природными лесными массивами являются Комсомольская, Первомайская и Бобачевская рощи. Лесные участки наиболее широко распространены и приближены к городской застройке в Заволжском и Затверецком районах, в то время как южная часть города выходит на сельскохозяйственные земли. На месте сведенных лесов сформировались вторичные луга, чаще всего - суходольные. В залесенных поймах характерны заросли ивы и мелкозлаковые луга.

Гидрография

Город находится на реке Волге в её верхнем течении, в 442 км от ее истока, и расположен на обоих её берегах. В 120 км ниже Твери расположена Ивановская плотина Иваньковской ГЭС, подпор от которой распространяется на 10-20 км выше города (Иваньковское водохранилище); урез воды (по отметке нормального подпорного горизонта) - 124,0 м над уровнем моря (уровни воды в 2002 году опускались до отметок 122,75 м). Волга протекает по территории города с запада на восток и делит его на две примерно равные части (исторический центр города находится на правом берегу, а левобережная часть города традиционно называется заволжской).

Ширина русла Волги в черте города меняется от 180 м (в районе Мигалово) до 520 м (в районе деревни Константиновка). Уровненный режим Волги у города Тверь характеризуется высо-

ким весенним половодьем, летней меженю, прерываемой высокими паводками от дождей, и низкой зимней меженю. Высокие половодья на Волге в районе Твери случались в 1709, 1719, 1770, 1777, 1807, 1838, 1849, 1855, 1867, 1908, 1926, 1947, 2013 годах. Высота подъема воды над нулем графика гидропоста составляла 8,5-13 м. В 1947 году вода поднялась до отметки 11 м. В настоящее время вода в Волге поднимается обычно на 6-7 м.

Ледовый режим Волги у города Твери характеризуется устойчивым ледоставом в течении 89-166 дней, сменяющимся ледоходом продолжительностью 2-6 дней. Появление ледовых явлений отмечается, в среднем, в начале ноября, подвижка льда - в начале апреля, очищение от льда — в середине апреля. Наибольшая толщина льда достигает 1,0 м. В период весеннего ледохода скорости течения достигают 1,5-2,0 м/сек, в отдельные годы формируются заторы льда.

Река Тверца является левобережным притоком Волги. Длина реки 188 км, ширина русла в черте города составляет около 100 м. Устье реки находится в подпоре от Волги, распространяющимся на 18-20 км выше по течению. Установление ледостава наблюдается в конце ноября, толщина льда составляет 30-50 см, освобождение от льда происходит в середине апреля, средняя продолжительность ледохода составляет 7 дней. В осенне-зимний период и при ледоходе образуются заторы и зажоры льда. Многолетние колебания уровня воды в реке составляют 8,1 м.

Река Тьмака является правобережным притоком Волги. Длина реки 73 км, ширина русла в черте города меняется от 10 до 100 м. В пределах города русло реки перегорожено двумя водоподъемными плотинами. Устьевой участок реки имеет глубину 1,5-1,0 м, с крутыми берегами. Ледостав устанавливается в начале декабря, вскрытие реки ото льда происходит в начале апреля; ледоход проходит за 2-4 дня. Максимальные колебания уровня воды в реке составляют 4 м.

В гидрографическую сеть города входят также малые реки и ручьи: впадающие в Волгу Межурка (с притоками Малица и Ольховка), Иртыш, Барминовский, Перемеровский, Константиновский, Бортниковский, Хлебный ручьи, а также притоки Тьмаки (Лазурь) и Тверцы (Соминка, Исаевский ручей), являющиеся притоками Волги второго порядка.

В 2016 году экологи зафиксировали угрожающее низкий уровень воды в реках города Твери.

Климатология

Климат - умеренно-континентальный. Тверь имеет мягкий климат, с умеренно прохладной и достаточно длительной зимой и нежарким, влажным летом. Сильные морозы или палящий зной бывают достаточно редко. Абсолютный минимум $-43,8$ градусов (31 декабря 1978), максимум $+38,8$ градусов (7 августа 2010). Самый холодный месяц - январь (средняя температура $-10,5$ $^{\circ}\text{C}$), самый тёплый - июль ($+17,3$ $^{\circ}\text{C}$).

Продолжительность безморозного периода составляет 127 дней. Продолжительность периода со среднесуточной температурой:

- выше 0 $^{\circ}\text{C}$ составляет 210-215 дней;
- выше $+5,0$ $^{\circ}\text{C}$ – 170-175 дней;
- выше $+10,0$ $^{\circ}\text{C}$ – 125-130 дней;
- выше $+15,0$ $^{\circ}\text{C}$ – 55-65 дней.

Средняя многолетняя дата первого заморозка - 11 августа. Средняя многолетняя дата последнего заморозка - 11 июня. Средняя продолжительность летнего периода - 112 дней. Средняя продолжительность периода с устойчивыми морозами - 121 день, начало - 1 декабря, окончание -

31 марта. Среднее количество дней с оттепелью: ноябрь - 17,7; декабрь - 8,1; январь - 5,8; февраль - 5,0; март - 15,2.

Летняя температура в Твери начинается со второй половины мая и продолжается до середины сентября. Атлантические воздушные массы нередко обуславливают пасмурную погоду с кратковременными дождями, но нагреваясь от материка, трансформируются в континентальные, характеризующиеся относительной сухостью. В июне-августе воздух нагревается днем до 20° и выше, абсолютный максимум достигает +36°. В это время устанавливается солнечная, теплая или жаркая погода.

Осенняя температура начинается с середины сентября до середины ноября, и характеризуется преобладанием пасмурной погоды, с длительными, обложными осадками. Наблюдаются наибольшие в году скорости ветра.

Зимняя температура начинается в середине ноября и продолжается до середины марта. Этот сезон характеризуется холодной, ветряной и часто пасмурной погодой. Морозы до -25° отмечаются ежегодно, абсолютный минимум -50°. Взаимодействие арктических и континентальных воздушных масс приводит к значительному понижению температуры и увеличению числа солнечных дней.

Весенняя температура продолжается с середины марта до середины мая. Она характеризуется относительно сухой, солнечной погодой с частыми заморозками.

Продолжительность солнечного сияния за год составляет 1521 часов, самым солнечным месяцем - июль, 252 часа. Дней без солнца насчитывается 113 за год, в основном за счет пасмурного осенне-зимнего периода. Особенно сумрачны ноябрь и декабрь, когда продолжительность солнечного сияния составляет около 10 % возможного, а число дней без солнца достигает 22-23 дней в месяц.

В течение года максимум осадков приходится на летний период. Максимальное количество осадков за год - 885 мм, минимальное - 348 мм, среднее - 650 мм. Средняя повторяемость моросящих осадков - 15 дней в году.

Преобладающими ветрами являются западные и юго-западные. Среднегодовая скорость ветра - 3,8 м/с, наибольшая - 20 м/с. Вероятность возникновения ветров со скоростью более 8 м/с - не более 5 %. Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа.

По строительно-климатическому районированию в соответствии с СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* территория г. Тверь относится к климатическому району – II, подрайону – II-В, зоне нормальной влажности. Общая характеристика строительно-климатического подрайона II-В приводится в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика строительно-климатического района II-В

Средняя месячная температура января, °C	Средняя скорость ветра за 3 зимних месяца, м/с	Средняя месячная температура июля, °C	Средняя месячная относительная влажность воздуха, %
От -4 до -14	5 и более	От +12 До +21	75 и более

Характерными особенностями температурного режима являются:

- в летние, ясные дни в случае антициклональной погоды наблюдается перегрев воздуха;
- продолжительный холодный период с температурой ниже границы комфорта;
- большие суточные амплитуды температуры воздуха в весенне-летне-осенний периоды года, превышающие бытовые пороги ощущения, неблагоприятно воздействующие как на самочувствие человека, так и на сами здания.

Средняя многолетняя температура воздуха равна + 3,8 °C. Самый теплый месяц года - июль, средняя температура его + 17,3°C, абсолютный максимум +36°C.

Самый холодный месяц года - январь, со средней температурой воздуха -10,5°C, абсолютный минимум - 50°C.

По физиолого-климатическим условиям, данная территория относится к району, являющемуся типичным для умеренных широт. Здесь отмечается продолжительный период с переохлажденным воздухом, когда отрицательные температуры сопровождаются повышенными скоростями ветра (более 3 м/с). Условия теплового комфорта наблюдаются в 20% случаев от числа дней в году.

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

1.1 Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"

Современные системы централизованного теплоснабжения представляют собой сложный инженерный комплекс из источников тепловой энергии и потребителей тепла, связанных между собой тепловыми сетями различного назначения и балансовой принадлежности, имеющими характерные тепловые и гидравлические режимы с заданными параметрами теплоносителя. Величина параметров и характер их изменения определяются техническими возможностями основных структурных элементов систем теплоснабжения (источников, тепловых сетей и потребителей) и экономической целесообразностью.

В городе Твери преобладает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, крупных муниципальных и промышленных котельных. Всего на территории города работает 3 ТЭЦ и 26 котельных, обеспечивающих тепловой энергией население, бюджетные учреждения и промышленные предприятия города. Тепловая энергия отпускается по распределительным сетям общей протяженностью 554,8 км (в двухтрубном исчислении), из которых 71,3 км - сети ГВС. От ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 и 4-х крупных котельных («ВК-1», «ВК-2», «Котельный цех», «Южная») тепловая энергия поступает в единую сеть, остальные источники тепловой энергии работают на не связанные между собой локальные сети. Полный перечень источников тепловой энергии, участвующих в системе централизованного теплоснабжения города Твери и отпускающих тепловую энергию жилому фонду, соцкультбыту и общественным зданиям представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Источники тепловой энергии г. Твери

№ п/п	Источник тепловой энергии	Адрес	Эксплуатирующая организация
1	ТЭЦ-1	пр. Калинина	ООО «Тверская генерация»
2	ТЭЦ-3	ул. Дмитрова, д. 8	ООО «Тверская генерация»
3	ТЭЦ-4	ул. Индустриальная	ООО «Тверская генерация»
4	ВК-1	проспект 50 лет Октября, д. 48	ООО «Тверская генерация»
5	ВК-2	проспект Калинина, д. 66	ООО «Тверская генерация»
6	Котельный цех	Петербургское шоссе, д. 2	ООО «Тверская генерация»
7	Котельная «Сахаровское шоссе»	Сахаровское шоссе, д. 16	ООО «Тверская генерация»
8	Котельная «Школа №3»	ул. Новая Заря, д. 27	ООО «Тверская генерация»
9	Котельная «Южная»	Промышленный проезд, д. 2	ООО «Тверская генерация»
10	Котельная «Сахарово»	п. Сахарово, ул. Василевского, д. 2	ООО «Тверская генерация»
11	Котельная «Мамулино»	ул. Складская	ООО «Тверская генерация»
12	Котельная "Мамулино 3"	ул. Оsnабрюкская, д. 8	ООО " Энерго Альянс"
13	Котельная «Мамулино- 2»	ул. Оsnабрюкская, в районе д.31	ООО «Сервис Тверь»
14	Котельная «ХБК»	бульвар Профсоюзов, д. 9, к. 2	ООО «Тверская генерация»
15	Котельная «ПАТП-1»	ул. Шишкова, д. 92	ООО «Тверская генерация»
16	Котельная «ДРСУ-2»	п. Черкассы	ООО «Тверская генерация»
17	Котельная «Школа №2»	ул. Машинистов, д. 22	ООО «Тверская генерация»
18	Котельная «Керамический з-д»	п. Керамический завод, д. 5	ООО «Тверская генерация»

№ п/п	Источник тепловой энергии	Адрес	Эксплуатирующая организа- ция
19	Котельная «УПК»	Третьяковский переулок, д. 17	ООО «Тверская генерация»
19	Котельная «Поликлиника № 2»	ул. Семенова, д. 38	ООО «Тверская генерация»
20	Котельная «Школа №24»	ул. Линейная, д. 81	ООО «Тверская генерация»
21	Котельная «Химинститут»	Московское шоссе, д. 157	ООО «Тверская генерация»
22	Котельная «ТКСМ-2»	ул. Туполева, д. 117	ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов № 2»
23	Котельная ООО «Лазурная»	ул. Бочкина, д. 6	ООО «Лазурная»
24	Котельная ООО «АДМ Гражданстрой»	ул. Пржевальского, д. 80	ООО «АДМ Гражданстрой»
25	Котельная ОКБ	Петербургское шоссе, д.103 корп.3	ГБУ "Центр кадастровой оценки"
26	Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД"	ул. Желтиковская, д.5	ВЧД-14 ДТВС ОАО «РЖД»
27	Котельная ГБУ СЛК «Кристалл»	ул. П. Савельевой, д.44, корп.1	ГБУ СЛК «Кристалл»
28	Котельная ООО "Гематек"	ул. Сердюковская, д.1	Тверской филиал ООО «Гематек»
29	Котельная ООО УК "Лазурь"	ул. Красина, д. 46/38	ООО УК "Лазурь"
30	Котельная ООО «КОМО»	пос. Б. Перемерки, д.90	ООО «КОМО»
31	Котельная ООО «Компания Тверь ПАК»	ул. Фрунзе, д. 1	ООО «Компания Тверь ПАК»
32	Котельная пос. Химинститута, ул. Московская, д.157	пос. Химинститута, ул. Московская, д.157	ОАО «ВНИИСВ»
33	Котельная ОАО «ТВЗ»	Петербургское шоссе, д. 45б	ОАО «ТВЗ»
34	Котельная ОАО «РЖД» ДТВС ТЧ-3	ул. Железнодорожников, д.30	ОАО «РЖД» ДТВС ТЧ-3
35	Котельная ООО «Юнайтед Боттлинг Групп»	ул. П. Савельевой, д. 84	ООО «Юнайтед Боттлинг Групп»
36	Котельная ОАО «Центросвармаш»	ул. П. Савельевой, д.47	ОАО «Центросвармаш»
37	Котельная ОАО «Волжский пекарь»	ул. Хромова, д.3,	ОАО «Волжский пекарь»
38	Котельная Октябрьский пр-т, д. 75	Октябрьский пр-т, д. 75	ООО "Сервис Тверь"
39	Котельная ул. Шишкова, д. 97	ул. Шишкова, д. 97	ООО «Тверская генерация»
40	Котельная Петербургское шоссе, д. 15	Петербургское шоссе, д. 15	ООО «Крикс»
41	Котельная ул. Коноплянниковой, д. 75	ул. Коноплянниковой, д. 75	ООО «Тверской консервный завод»
42	Котельная «Б. Перемерки, 20»	пос. Б. Перемерки, д.20	ООО «Тверская генерация»
43	Котельная Склизкова 86 корп 1	Котельная Склизкова 86 корп 1	ООО "ДСК-Ресурс"
44	Котельная Склизкова 108, корп 1	Котельная Склизкова 108, корп 1	ООО "ДСК-Ресурс"
45	Котельная Фрунзе 2, корп 1	Котельная Фрунзе 2, корп 1	ООО "ДСК-Ресурс"
46	Котельная Планерная 6	Котельная Планерная 6	ООО "ДСК-Ресурс"

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство и передачу тепловой энергии до потребителя:

- ООО«Тверская генерация» теплоснабжающая организация, эксплуатирующая, находящиеся в частной собственности3 ТЭЦ и 3 котельных («ВК-1», «ВК-2», «Котельный цех»,), а также котельную «Южная», арендованную у города Твери. Так же ООО «Тверская генерация» , по договору аренды муниципального имущества, эксплуатирует котельные: «Сахаровское шоссе», «Школа №3», «Сахарово», «Мамулино», «ХБК», «ПАТП-1», «ДРСУ-2», «Школа

№2», «Керамический з-д», «УПК», «Поликлиника № 2», «Школа №24», «Б.Перемерки», «Химинститут».

Установленная мощность источников тепловой энергии системы теплоснабжения города Твери – 2344,47 Гкал/час, располагаемая мощность – 2128,6, 28 Гкал/час.

- ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов №2»: теплоснабжающая организация, в собственности которой находится 1 котельная установленной мощностью 36,4 Гкал/час и располагаемой мощностью 36,4 Гкал/час. Обслуживание тепловой сети осуществляет ООО «Тверская генерация».

- ООО «Лазурная»: теплоснабжающая организация, в собственности которой находится 1 котельная установленной мощностью 50 Гкал/час и располагаемой мощностью 46,04 Гкал/час. Обслуживание тепловой сети осуществляет ООО «Тверская генерация».

- ООО «КОМО»: теплоснабжающая организация, в собственности которой находится 1 котельная установленной мощностью 3 Гкал/час и располагаемой мощностью 3,15 Гкал/час. Обслуживание локальной тепловой сети осуществляет само предприятие.

- ГБУ "Центр кадастровой оценки" теплоснабжающая организация, эксплуатирующая котельную установленной мощностью 12,9 Гкал/час и располагаемой мощностью 12,6 Гкал/час, находящуюся в областной собственности. .

Основные сведения об указанных теплоснабжающих и теплосетевых организациях представлены в таблице 1.2.

- ОАО «Тверской вагоностроительный завод» поставляет тепловую энергию для производственных подразделений вагонзавода и его дочерних подразделений, а так же социальных объектов (ДК «Металист», СК «Планета», ГУ СК «Орбита», ГБОУ СПО «Тверской колледж им.П.А.Кайкова»). Жилые дома ОАО «ТВЗ» не отапливают.

Остальные теплоснабжающие организации: – филиал ОАО «РЖД», ОАО «Тверской Вагоностроительный Завод», филиал «Западный» ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», ООО УК "Лазурь", ООО «Сервис Тверь», ООО «ДСК-ресурс», ООО «Энерго Альянс», ООО «Крикс» – эксплуатируют котельные, производящие тепловую энергию для собственных целей.

Таблица 1.2 - Основные сведения о теплоснабжающих и теплосетевых организациях

№ п/п	Наименование организации	Юридический адрес	Контактный телефон	Должность, Ф.И.О. руководителя
1	ООО «Тверская генерация»	170003, г. Тверь, Петербургское ш., 2, каб. 12	8 (4822) 32-97-60, 32-97-59	Генеральный директор Кузьмин Алексей Вячеславович
2	ООО «Сервис Тверь»	170032, г. Тверь, шоссе Московское, 83,	8 (4822) 48-14-15	Директор Ляпков Артем Михайлович
3	ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов № 2»	г. Тверь, ул. Ак. Туполева, 117	8(4822)52-85-65	Генеральный директор Цветков Владимир Анатольевич
4	ООО «Лазурная»	170017, г. Тверь, ул. Бочкина, д. 6	8 (4822) 37-07-10, 8 (4822) 37-07-11	Генеральный директор Золотов Денис Сергеевич

5	ООО «АДМ Граждан-строй»	170019, г. Тверь, ул. Прже-вальского, д.80	8-920-687-14-79	Степанов Александр Вла-димирович
6	ООО «Винея»	170100, область Тверская, Тверь, улица Симеоновская, 74, 29	8 (4822) 33-18-34, 8-910-930-19-42	Волнухин Виктор Алек-сандрович
7	ВЧД-14 ДТВС ОАО «РЖД»	г. Тверь, ул. Желтиковская, д. 5	8(4822) 41-36-62	Веселов Олег Юрьевич
8	ГБУ СЛК «Кристалл»	170039, г. Тверь, Паши Саве-льевой, 44-1	8 (4822) 56-90-88	Брынцев Владимир Алек-сандрович
9	Котельная «Гематек»	г. Тверь, ул.Сердюковская, д.1	8 (4822) 48-12-60, 8 (4822) 48-12-70	Коновалов Владимир Вла-димирович
10	ООО УК "Лазурь"	170041, г Тверь, ул Красина, д 46/38	8 (4822) 521661	Кибец Павел Васильевич
11	ООО «КОМО»	170017, г. Тверь, пос.Б.Перемерки, д.86	8 (4822) 34-64-84, 8910-648-25-04	Суравнёв Андрей Ивано-вич
12	ООО «Компания Тверь ПАК»	170039, г. Тверь, ул. Фрунзе, д.1	8 (4822) 43-48-87, 7 (4822) 43-47-75, 8910-841-50-06	Коновалов Сергей Влади-мирович
13	ОАО «ВНИИСВ»	170032, г. Тверь, Московское шоссе, 157	8 (4822) 53-20-85; 8 (4822) 53-20-36	Генеральный директор Байдаков Борис Владими-рович
14	ОАО «ТВЗ»	170003, г. Тверь, Петербург-ское шоссе, 45-б	8 (4822) 79-33-00, 8 (4822) 79-34-45.	Волченкова Татьяна Вик-торовна
15	ОАО «РЖД» ДТВС ТЧ-3	170002, г. Тверь, ул.Железнодорожников, д.30	8 (4822) 41-35-08	Красильников Дмитрий Владимирович
16	ООО «Юнайтед Ботт-линг Групп»	170039, г. Тверь, ул. Паши Савельевой, д.84	8 (4822) 77-63-00	Генеральный директор Лабузов Владимир Ильич
17	ОАО «Центрсвармаш»	170039, г. Тверь, Улица Паши Савельевой, 47	8 (4822) 79-41-39	Генеральный директор Морозов Сергей Анатоль-евич
18	ООО «Крикс»	170000, г. Тверь, шоссе Петер-бургское, д. 3	8-910-533-97-96	Крутенко Петр Михайло-вич
19	ОАО «Волжский пе-карь»	170034, г. Тверь, ул. Дарвина, д. 5	8 (4822) 42-21-23	Генеральный директор Корниенко Лилия Нигма-тулловна
20	АО "Главное управле-ние жилищно-коммунального хозяй-ства"	170042, г. Тверь наб. А. Ники-тина	8(4822) 57-11-41	Директор ОП «Тверское» АО «ГУ ЖКХ»
21	ГБУ "Центр кадастро-вой оценки"	170008 г. Тверь ул. 15 лет Ок-тября д.39	8 (4822) 77-15-88	Новоселова Ольга Алек-сандровна
22	ООО "Энерго Альянс"	170043 г.Тверь, ул. Оснаб-рюкская, д. 32 пом. I	8(4822) 63-01-18	Босак Сергей Анатольевич
23	ООО "Дис строй "	170100 г. Тверь ул. Желябова д.3	8(4822)77-73-67	Савин И.В.
24	ООО " ДКС ресурс "	170036 г. Тверь, шоссе Петер-бургское, дом 95	8 920-161-65-77	Журавская Наталья Ильи-нична
25	«Тверьэнерго», филиал ПАО «МРСК Центра»	170006, г. Тверь, ул. Бебеля, д.1	+7 (4822) 33-63-00, 49-49-00 32-07-15	И.о. заместителя гене-рального директора Мажонц Манвел Людви-гович
26	АО "ВНИИСВ"	170032, Российской Федерации, г. Тверь, Московское шоссе, 157	(4822) 53-20-85; 53-22-01 53-25-57	Временный генеральный директор Ярмак Максим Анатольевич

Зоны деятельности теплоснабжающих предприятий описываются следующими границами:

- ООО «Тверская генерация» от трех ТЭЦ г. Твери (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4) и четы-рех котельных (ВК-1, ВК-2, Котельного цеха на Петербургском шоссе, котельной Южная) постав-ляет тепловую энергию в единую сеть потребителям Центрального, Заволжского Пролетарского и

Московского районов.

- ООО «Тверская генерация» обслуживает локальные котельные и поставляет тепловую энергию потребителям п. Химинститут, п. Сахарово, п.Большие Перемерки (д.20), п.Мамулино, Затверечья, Московского и Пролетарского районов;
- ООО «Тверская генерация» обслуживает тепловые сети в Затверечье от источника тепловой энергии ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов №2»;
- ООО «Тверская генерация» обслуживает тепловые сети п.Элеватор от источника тепловой энергии ООО «Лазурная».
- ООО «КОМО» обслуживает п. Большие Перемерки, поставляя тепловую энергию 5 потребителям центрального отопления и горячего водоснабжения.
- ГБУ "Центр кадастровой оценки" обслуживает территорию Областной клинической больницы г. Твери, поставляя тепловую энергию 4 потребителям центрального отопления и горячего водоснабжения.
- Теплоснабжение потребителей микрорайонов «Мамулино» и «Брусишово» на сегодняшний день осуществляется от водогрейной котельной «Мамулино», находящейся в аренде у ООО «Тверская генерация». Водогрейная котельная «Брусишово» (собственник ООО «ЭнергоАльянс»), построенная для теплоснабжения микрорайона «Брусишово», до настоящего времени не введена в эксплуатацию застройщиком.
- ОАО «Тверской вагоностроительный завод» поставляет тепловую энергию для производственных подразделений вагонзавода и его дочерних подразделений, а так же социальных объектов (ДК «Металист», СК «Планета», ГУ СК «Орбита», ГБОУ СПО «Тверской колледж им.П.А.Кайкова»). Жилые дома ОАО «ТВЗ» не отапливаются.

Остальные организации отапливают единичные здания жилищного комплекса и объектов социальной структуры.

Как уже было отмечено выше, на территории города также располагается более 105 производственных котельных, работающих на нужды юридических лиц и индивидуальных предпринимателей. Из них 52 источника тепловой энергии имеют располагаемую мощность до 0,5Гкал/час, 26 источников – от 0,5 до 1 Гкал/час, 21 источник – от 1 Гкал/час до 5 Гкал/час и 6 источников – выше 5 Гкал/час. Индивидуальное теплоснабжение (печи, камины, индивидуальные газовые котлы) присутствует в районах с малоэтажной жилой застройкой, большинство мелких предприятий города также имеет собственное автономное газопотребляющее оборудование. Такие здания и помещения не присоединены к системам централизованного отопления. Кроме того, территории города также действует 8 крытых котельных. Границы эксплуатационных зон теплоснабжающих организаций соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии, представленным в приложении №1. Зоны действия производственных котельных покрывают территорию предприятий, индивидуальных территорию частных домостроений и помещений.

1.1.1. Зоны действия производственных котельных

На территории города также располагается более 105 производственных котельных, работающих на нужды юридических лиц и индивидуальных предпринимателей. Из них 52 источника тепловой энергии имеют располагаемую мощность до 0,5 Гкал/час, 26 источников - от 0,5 до 1 Гкал/час, 21 источник - от 1 Гкал/час до 5 Гкал/час и 6 источников - выше 5 Гкал/час. Зоны действия производственных котельных покрывают территорию обслуживаемых предприятий.

1.1.2. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

К настоящему времени в России все большую популярность получает автономное и индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в одном отдельно взятом здании или помещении. При этом если речь идет о многоквартирном жилом доме или крупном здании административного либо коммерческого назначения, то чаще используется термин автономное отопление. Если же разговор о небольшом частном доме или квартире, то более уместным кажется термин индивидуальное отопление.

Основные преимущества подобных систем – большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит не более нескольких часов. В случае с индивидуальным отоплением от получаса до часа, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

Индивидуальное теплоснабжение (печи, камины, индивидуальные газовые котлы) присутствует в районах с малоэтажной жилой застройкой, большинство мелких предприятий города также имеет собственное автономное газопотребляющее оборудование. Такие здания и помещения не присоединены к системам централизованного отопления. Кроме того, территории города также действует 8 крышных котельных.

Часть 2 "Источники тепловой энергии"

Для города Твери при проведении инженерных расчетов применяются параметры климатологии, указанные в следующих нормативных документах:

- СНиП 23-01-99 «СТРОИТЕЛЬНАЯ КЛИМАТОЛОГИЯ»;
- ТСН 23-309-2000 «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ. Нормы по энергопотреблению и теплозащите»;
- Справочное пособие по проектированию «Водяные тепловые сети» под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. – М.: Энергоатомиздат, 1988 г. – 376 с.

Таблица 1.3 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С.

Республика, край, область, пункт	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	
Тверская область													
Бежецк	-10,7	-10,2	-5,2	3,2	10,8	15,2	17,1	15,4	9,8	3,6	-2,3	-7,7	3,2
Тверь	-10,5	-9,4	-4,6	4,1	11,2	15,7	17,3	15,8	10,2	4,0	-1,8	-6,6	3,8
Ржев	-10,0	-8,9	-4,2	4,1	11,2	15,6	17,1	15,8	10,3	4,1	-1,4	-6,3	4,0

Расчетная максимальная температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92: -29 °С.

Средняя температура воздуха за отопительный период: -3 °С.

Средняя температура воздуха за год: 3,8

Продолжительность отопительного периода: 218 дней.

Продолжительность межотопительного периода: 133 дней.

Средняя температура грунта за отопительный период: 6,5 °С.

1.2.1. Структура основного оборудования.

Оборудование источников тепловой энергии можно условно разделить на основное и вспомогательное. К основному оборудованию отопительно-производственных котельных относятся водогрейные котлы работающие на газообразном топливе (природный газ с низшей теплотой сгорания 7990 м3- 8149 ккал.

Перечень вспомогательного оборудования теплоприготовительных станций зависит от системы теплоснабжения. В водяных системах оборудование станции состоит из паро- и водоводяных теплообменников, водоподготовки и различных насосов.

При паровых системах теплоснабжения тепловая станция оборудуется пароводяными подогревателями, паропреобразователями или испарителями, конденсатными баками, насосами и другим оборудованием.

Основными источниками теплоснабжения города Твери являются Тверские ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, районные котельные ВК-1, ВК-2, котельный цех (КЦ), входящие в состав ООО «Тверская генерация» и муниципальная котельная «Южная».

Данные источники теплоснабжения работают на единую систему централизованного теплоснабжения. Для восполнения расхода сетевой воды, связанного с организацией открытого водоразбора на систему ГВС и утечками, организованы водоподготовительные станции на ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4. На ТЭЦ-1 организована подготовка питательной воды только для нужд энергетических (паровых) котлов.

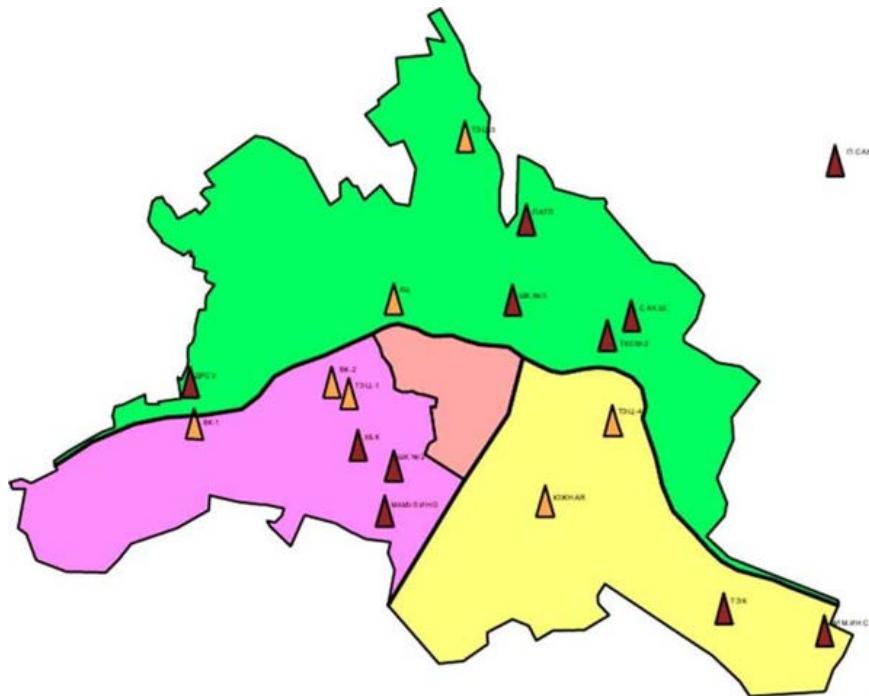


Рисунок 1.1 - Расположение источников тепловой энергии

В городе Твери также существуют и локальные котельные, на которых организовано как производство тепловой энергии, так и подготовка сетевой воды. К таким источникам относятся: Котельная «Сахарово»; котельная «Мамулино»; котельная «Мамулино-2»; котельная «ХБК»; котельная «ПАТП-1»; котельная «ДРСУ-2»; котельная «Школа №2»; котельная «Керамический завод»; котельная «УПК»; котельная «Поликлиника №2»; котельная «Школа №24»; котельная «Химинститут»; котельная «ТКСМ-2»; котельная «Элеватор»; котельная «КОМО»; котельная «ОКБ»; котельная «Локомотивное депо»; котельная «ТВЗ»; котельная ООО УК "Лазурь", котельная «в/ч 03156».

Для города Твери источниками тепловой энергии являются котельные и тепловые электроцентрали на газообразном основном и резервном (твердом и жидкокомплексном) топливе.

Таблица 1.4 - Перечень оборудования котельных

Наименование ис- точника	Марка котлоагрега- та	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год капре- монта	Наличие и тип водоподго- товки
Котельная «Сахаро- во»	ДКВР 10/13	8,0	1969	-	1-о ступенчатое На- катионирование
	ДКВР 10/13	8,0	1969	-	
	ДКВР 10/13	8,0	1972	-	
Котельная «Маму- лино»	ТТКУ-8	6,88	1994	-	1) обезжелезивание; 2) 1-о ступенчатое На- катионирование; 3) комплексон (Гидро-Х)
	ТТКУ-8	6,88	1994	-	
	ТТКУ-8	6,88	1994	-	
Котельная «Южная»	КВГМ-50	50	1977	2016	На котельной нет водопод- готовки. Подпитка осу- ществляется на ТЭЦ-4 2-х ступенчатое На- катионирование
	КВГМ-50	50	1977	2018	
	КВГМ-50	50	1991	2018	
	КВГМ-100	100	1986	2018	
Котельная «ХБК»	КВА-2,5	2,15	1998	-	1-о ступенчатое На- катионирование ФИПа-2 шт
	КВА-2,5	2,15	1998	-	
	КВА-2,5	2,15	1998	-	
	КВА-2,5	2,15	1998	-	
	КВА-2,5	2,15	1998	-	
	КВА-2,5	2,15	1998	-	
Котельная «УПК»	ЗиОСаб-250	0,215	2005	-	1) обезжелезивание; 2)Na-катионирование WS 1TC835 C1 NAC835 (249)
	ЗиОСаб-250	0,215	2005	-	
Котельная «Поли- клиника № 2»	ЗиОСаб-250	0,215	2005	В 2018 году котельная време- ненно выведе- на из эксплуа- тации -	1) обезжелезивание; 2)Na-катионирование WS 1TC835 C1 NAC835 (249)
	ЗиОСаб-250	0,215	2005	-	
Котельная «Школа № 2»	UNICAL ELLPREX 970	0,83	2015	-	На-катионирование Wave Cyber 1054 Runxin TM.F65B3
	UNICAL ELLPREX 970	0,83	2015	В 2015 году выведен из эксплуатации -	
	Иркутскэнерго	0,9	2001	-	
Котельная «Школа №24»	ЗиОСаб-250	0,215	2005	-	1) обезжелезивание; 2)Na-катионирование WS 1TC835 C1 NAC835 (249)
	ЗиОСаб-250	0,215	2005	-	
Котельная «Керами- ческий завод»	Компакт-200(СА-200)	0,2	2004	-	1) обезжелезивание; Wave Cyber 1054 WS1TC 2) Na-катионирование 0844 FLECK 9100
	Компакт- 200(СА-200)	0,2	2004	-	
	Компакт-200(СА-200)	0,2	2004	-	
Котельная «ПАТП- 1»	UNICAL ELLPREX 1570	1,35	2015	-	На-катионирование Wave Cyber 1252 Runxin TM.F65B3
	UNICAL ELLPREX 1570	1,35	2015	-	

Наименование ис- точника	Марка котлоагрега- та	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год капре- монта	Наличие и тип водоподго- товки
	ТГ - 3 - 95	3	1986	В 2015 году выведены из эксплуатации - -	
	ТГ - 3 - 95	3	1986		
	ТГ - 3 - 95	3	1986		
Котельная «ДРСУ-2»	UNICFL ELLPREX 2200	1,89	2008	-	На-катионирование Wave Cyber1054 Runxin TM.F65B3
	UNICFL ELLPREX 2200	1,89	2008	-	
	UNICFL ELLPREX 2200	1,89	2008	-	
Котельная «Школа №3»	UNICFL ELLPREX 510	0,44	2015	-	На-катионирование- 1865- WSCL
	UNICFL ELLPREX 510	0,44	2015	В 2015 году выведен из эксплуатации -	
	КВА-0,5	0,43	2000	-	
Котельная «Сахаров- ское ш.»	КВГ-2,5-115П	2,16	2003	-	На-катионирование
	КВГ-2,5-115П	2,16	2003	-	
	КВГ-2,32-95	2,0	2002	-	
ТЭЦ-1	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	30	1931	2016	1) механическая фильтра- ция; 2) параллельное Н-На- катионирование; 3) декарбонизация; 4) барьерные Na- катиони- тые фильтры 2 ступени
	ЦЭМ (60 т/ч)	40	1937	2009	
	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	30	1931	2010	
	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	30	1931	2011	
	ЦЭМ (150 т/ч)	108	1971	1987	
	ЦЭМ (160 т/ч)	96	1974	1988	
ВК-2	ПТВМ-30М	30	1972	2009	
	ПТВМ-30М	30	1973	-	
ТЭЦ-3	БКЗ-210-140-7	126	1973	2012	1) Н - катионирование при «голодном» режиме регене- рации катионита; 2) буферное катионирова- ние- декарбонизация Н- катионирование при «голод- ном» режиме регенерации катионита; 3) буферное катионирова- ние-декарбонизация
	БКЗ-210-140-7	126	1974	2015	
	БКЗ-210-140-7	126	1976	2016	
	БКЗ-210-140-7	126	1979	2015	
	КВТК-100	100	1985	2013	
	КВТК-100	100	1988	2018	
	КВГМ-180-150-2	180	2002	-	
ТЭЦ-4	ТП-170-100Ф	102	1957	-	1) известкование и коагуля- ция (осветлители ЦНИИ МПС- 150 и ВТИ-500); 2) механические фильтры; 3) Н- катионитовый фильтр 1 и 2 ступени; 4) декарбонизатор; 5) анионитовый фильтр 1 и 2 ступени; 6) атмосферный деаэратор турбинного цеха
	ТП-170-100Ф	102	1959	-	
	БКЗ-220-100Ф	132	1967	-	
	БКЗ-160-100ГМ	96	1987	2013	
	БКЗ-160-100ГМ	96	1987	-	
	КВГМ-100	100	1977	-	
	КВГМ-100	100	1979	-	

Наименование ис- точника	Марка котлоагрега- та	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год капре- мента	Наличие и тип водоподго- товки
	КВГМ-100	100	1982	-	
ВК-1	ПТВМ-50	50	1970	-	-
	ПТВМ-50	50	1972	-	
Котельный цех	БЭМ-10-1,3-210ГМ	7	1998	-	-
	ПТВМ-50	50	1968	-	
	ТВГМ-30	30	1965	-	
Котельная «Химин- ститут»	ПТВМ-30-М4	30	1972	2016	водоподготовительная уста- новка обезжелезивания и умягчения воды (натрий- катионирования), производительность 25-30 м ³ / час
	ПТВМ-30-М4	30	1975	2018	
Котельная «Б. Пере- мерки, 20»	«Хопер 100А»	0,086	2016	-	водоподготовительная уста- новка обезжелезивания и умягчения воды (натрий- катионирования), производи- тельность 1,3-1,95 м ³ / час
	«Хопер 100А»	0,086	2016	-	
	«Хопер 100А»	0,086	2016	-	
	«Хопер 100А»	0,086	2016	-	
Котельная «ТКСМ-2»	ДКВР-10/13	6,5	1968	-	Механические 30+30 т/ч, На-катионирование 40 т/ч--
	ДКВР-10/13	6,5	1968	-	
	ДКВР-20/13	12,0	1977	-	
	ДЕ-25	-	1980	-	
Котельная ООО «Лазурная»	КВГМ-20-150	20	1987	-	На-катионирование
	ДКВР 20/13 №2	13	1975	-	
	ДКВР 20/13 №3	13	1975	-	
	ДЕ-6.5	4,2	1999	-	
«КОМО» Котельная	ДКВР 2,5/13	1,6	1980	2010	На-катионирование
	ДКВР 2,5/13	1,6	2005	-	
Котельная УОСК ООО «Тверь Водо- канал»	Термотехник ТТ 100 (3 шт.)	2,579	2014		Одноступенчатая установка «SXT-1465-9100» Установка обезжелезивания «SXT-1248-7700» Установка коррекционной обработки воды ингибито- ром «IN-ECO 391»
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	E 1/09 (3 шт.)	2,1	1969	-	н/д
Кот. ул. Шишкова 97	Unikal Modal 105	1,68	2018		Автоматическая система ХВО «ВОДЭКО» (обезжеле- зование и На- катионирование) производи- тельностью 0,5 м ³ /час
	Unikal Modal 93				

Наименование ис- точника	Марка котлоагрега- та	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год капре- монта	Наличие и тип водоподго- товки
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	Е 1/09 (3 шт.)	2,1	1969	-	н/д
ГБУ «Центр кадаст- ровой оценки»	КВА-2,5 (6 шт.)	12,9	2001	-	н/д
Котельная «Бруси- лово»	Unitherm-1500 (2 шт.)	2,58	2015	2018 год ре- конструкция котельной с переводом на природный газ	Химподготовка реагентом «Гидро – X»
	Unitherm-3500 (2 шт.)	6,02	2015		
Котельная «Маму- лино-2»	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2	2012	-	Ионитная часть ХВО с 1-о ступенчатым Na- катиони- рованием (2 фильтра)
	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2	2012	-	
Котельная ООО «ИНТЭК»	Logano Buderus SK 735 (3 шт.)	4,13	2010	-	одноступенчатое Na- катионирование непрерыв- ного действия WST-3.0, двухбаллонная система обезжелезивания WFDF-2.0
Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД"	ТТ-100 (2 шт.)	6,58	2011	-	н/д
	Е-1/09 (1 шт.)		2007	-	н/д
Котельная ОАО "РЖД" ДТВС ТЧ-3	ДКВР 10/13 (4 шт.)	8,4	2010	-	н/д
	ДКВ-10-13 (1 шт.)		2010	-	н/д
Котельная ОАО "ТВЗ"	ПТВМ 50(2 шт.)	200	1966	-	Двухступенчатое Na- катионирование с предвари- тельным осветлением воды
	КВГМ 100 (1 шт.)		1983	-	
Котельная ОАО "Центросвармаш"	ДКВР-20/13	44	1976	-	н/д
	ДКВР-20/13		1976	-	н/д
	ДЕ-25/14		1981	-	н/д

Таблица 1.5 Характеристики турбоагрегатов ТЭЦ-1; ТЭЦ-3; ТЭЦ-4

ТЭЦ	ТЭЦ-1	ТЭЦ-3	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ТЭЦ-4	ТЭЦ-4	ТЭЦ-4	ТЭЦ-4
Тип (полная маркировка)	P-12-35/5 М	ПГ-60-130/13	Т-100/120-130	4 АД/63Р16-1.7	ПР-24-90/10	ПТ-25-90/10	ПТ-25-90/13	ПР-10-90/15/7
Год ввода	1974	1973	1976	2005	1972	1955	2000	1995
Установленная мощность, $N_{уст}$, МВт	12	60	110	4	24	25	25	10
Максимальная нагрузка ТГ, $N_{макс}$, МВт	11	60	110	4	24	25	25	10
Минимальная нагрузка ТГ (технический минимум), $N_{мин}$, МВт	2,4	25	40	1	8	8	8	3
Острый пар								
Давление пара, P_o , ати	36	130	130	16	90	90	90	90
Температура пара, T_o , °C	435	555	555	340	535	500	535	535
Расход пара номинальный, D_o , т/ч	130	300	480	41,5	158	-	178	86
Расход пара максимальный, $D_{макс}$, т/ч	130	387	485	41,5	158	200	-	-
Расход пара минимальный, $D_{мин}$, т/ч	48	150	200	-	-	-	-	-
Отбор П - промышленный								
Пределы изменений давления в отборе - П, $P_{п}$, ати	4-6	18-11	-	-	7-12	7-12	7,12	12-18
Расход пара отбора - П, $D_{п}$, т/ч	120	140	-	-	56	120	70	25
Тепловая мощность, $P_{п}$, Гкал/ч	73	87	-	-	31	-	-	-
Отбор Т - теплофикационный								
Пределы изменений давления в отборе - Т, $P_{т}$, ати	нет	0,7-2,5	0,5-2,5	0,2-1,5	0,2-1,5	0,2-1,5	0,2-1,5	7
Расход пара отбора - Т, $D_{т}$, т/ч	нет	100	340	41,5	90	60	50	60
Тепловая мощность, $P_{т}$, Гкал/ч	нет	52	184	20	49	-	-	45
Расход пара в конденсатор, $D_{к}$, т/ч	нет	180	295	-	-	90	70	-
Тепловая мощность, $P_{к}$, Гкал/ч	нет	-	-	20	80	120	75	45
Расход охлаждающей воды на конденсатор, $Ш_{к}$, т/ч	нет	9500	16000	-	-	5000	4600	-

Примечание: Тип К - конденсационные паровые турбины, в которых весь пар, за исключением отборов на регенерацию, проходит через турбину и расширяется в ней до давления ниже атмосферного. Затем пар поступает в конденсатор, где теплота конденсации отдается охлаждающей воде и полез-

но не используется.

Тип П или Т - турбины с одним производственным (П) или теплофикационным (Т) отбором пара. В таких турбинах часть пара отбирается из промежуточной ступени и направляется к потребителю при автоматически поддерживаемом постоянном давлении. Остальной пар продолжает расширяться в последующих ступенях турбины, после чего направляется в конденсатор.

Тип ПТ - турбины с двумя регулируемыми отборами пара: производственным и отопительным. В этих турбинах часть пара отбирается при двух разных давлениях, а остальная его часть продолжает работать в последующих ступенях и поступает в конденсатор.

Тип Р - турбины с противодавлением без регулируемого отбора пара. В этих турбинах весь пар, за исключением отборов на регенерацию, расширяется до давления, необходимого потребителю. Причем это давление выше атмосферного. Конденсатор в ПТУ с турбинами типа Р отсутствует.

Тип ПР или ТР - турбины с противодавлением и одним производственным (ПР) или теплофикационным (ТР) регулируемым отбором пара. В этих турбинах часть пара отбирается из промежуточной ступени, а остальная его часть расширяется в последующих ступенях до давления выше атмосферного. Конденсатор в ПТУ с турбинами типа ПР или ТР также отсутствует.

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Энергетическое оборудование локальных котельных рассчитано на температурный график 95/70 °C, а котельных, работающих на единую сеть, на температурный график 150/70 °C . Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и энергетической установки представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.5 - Параметры работы источников тепловой энергии

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная нагрузка*, Гкал/ч	Усредненный КПД (факт), %	График регулирования отпуска тепла
Котельная «Сахарово»	24,00	21,17	12,53	89,8	95/70
Котельная «Мамулино»	20,64	19,18	21,32	90	130/110 до ЦТП. 95/70 от ЦТП
Котельная «Южная»	250,00	232,2	180,281	91,7	115/70
Котельная «ХБК»	12,90	8,88	5,73	91,43	95/70
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,14	90,32	95/70
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,12	90,32	95/70
Котельная «Школа №2»	2,56	1,66	0,455	92,27	95/70
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,23	90,32	95/70
Котельная «Керамический завод»	0,60	0,60	0,55	90	95/70
Котельная «ПАТП-1»	11,70	2,21	2,04	90,6	95/70
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,64	1,837	91,7	95/70
Котельная «Школа №3»	1,31	0,74	0,6	93,07	95/70

Котельная «Сахаров-ское ш.»	6,32	4,89	5,05	90,07	95/70
ВК-2	60,00	56,00	40,550	93	115/70
ТЭЦ-3	694,00	684,00	575,16	92	115/70
ТЭЦ-1, в т.ч.:	141,00	114,00	81,889	91	115/70
-в паре	37,00	37,00	3,401	-	-
-в горячей воде	104,00	77,00	78,488	-	-
ТЭЦ-4	620,00	520,00	360,444	92	115/70
-в паре	81,00	81,00	15,382	-	-
-в горячей воде	539,00	439,00	345,062	-	-
ВК-1	100,00	80,00	54,389	90	115/70
Котельный цех	87,00	76,00	44,501	89	115/70
-в паре	7,00	7,00	0	-	-
-в горячей воде	80,00	68,8	44,501	-	-
Котельная «Химинсти-тут»	60,00	60,00	17,592	87,82	115/55
Котельная "п. Б. Пере-мерки, 20"	0,344	0,344	0,402	91,4	95/70
Котельная «ТКСМ-2»	36,4	36,4	8,821	90	95/70
Котельная ООО «Ла-зурная»	50,2	46,5	5,979	90,41	95/70
Котельная «КОМО»	3,20	3,20	3,12	85	95/70
Котельная ОАО «Волж-ский пекарь»	2,1	2,1	0,103	91,0	95/70
Кот. ул. Шишкова 97	1,68	1,68	1,68	90,6	95/70
ГБУ «Центр кадастровой оценки»	12,9	12,9	10,8	94,2	
Котельная «Брусило-во»	8,6	8,6	3,66	93	95/70
Кот. «Мамулино-2»	8	7,4	6,25	94	95/70
Кот. Мамулино-3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная ООО УК "Лазурь"	4,13	4,13	4,2 подключен-ная	89,3	
Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД	6,58	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная ОАО "ТВЗ	200	200	60	93,8	115/70 со срезкой 90 °C
Котельная ОАО "Цен-тросвармаш"	44	44	н/д	н/д	н/д
Котельная ул. Коноп-лянниковой, д.89	0,4	0,4	1,2	н/д	н/д
Котельная Склизкова 86 к.1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная Склизкова 108 к.1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная Фрунзе 2, к1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная Планерная 6	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Примечание: *Суммарная присоединенная нагрузка с учетом среднечасовой нагрузки ГВС

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

На базовый период источники тепловой энергии имеют установленную тепловую мощность в 2344,47 Гкал/ч. Существующая располагаемая мощность тепловой энергии составляет около 2128,6 Гкал/ч, присоединенная тепловая нагрузка теплопотребляющих установок потребителей и тепловой сети- 1583,41Гкал/ч.

Ограничение по располагаемой мощности связано с отсутствием технической возможности одновременной работы всех водогрейных котлов на отдельно взятом источнике (ТЭЦ-4).

На данный момент на ряде локальных источников (за исключением котельной «Сахаровское шоссе», котельная ул. З. Коноплянниковой д.89) имеется достаточно тепловой мощности для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей.

Таблица 1.6 - Параметры работы источников тепловой энергии, работающих на единую сеть

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч		Располагаемая мощность, Гкал/ч		Расчетная присоединенная нагрузка, Гкал/ч		Договорная нагрузка, Гкал/ч	
	в паре	в горячей воде	в паре	в горячей воде	в паре	в горячей воде*	в паре	в горячей воде**
Единая сеть								
ТЭЦ-1	37	104	37	77	3,402	82	3,402	100,234
ВК-2	-	60	-	56	-	58,4	-	74,269
ТЭЦ-3	-	694	-	684	-	575,16	-	685,123
ТЭЦ-4	81	539	81	439	15,382	401,9	15,382	495,771
ВК-1	-	100	-	80	-	54,39	-	70,811
Котельный цех	7	80	7	68,8	0	50,69	0	64,917
Котельная «Южная»	-	250	-	232,3	-	180,28	-	190,576
Итого:	125	1827	125	1637,1	18,784	1402,82	18,784	1681,7

Как видно из таблицы 1.6 и 1.7, наиболее проблематичными являются зоны действия источников ТЭЦ-4, ВК-2 и ТЭЦ-1. Причем ТЭЦ-4 имеет технические ограничения по выдаче дополнительных 100 Гкал/ч тепловой энергии: ограничение вызвано нехваткой пропускной способности теплосети в зоне действия ТЭЦ-4.

Следует также отметить, что источники тепловой энергии ВК -1, ВК-2, ТЭЦ-1, ВК «Южная», КЦ не располагают территориями для развития (увеличение мощности), а снижение располагаемой мощности происходит за счет сверхнормативного износа энергетического оборудования, выработавшего свой технический ресурс.

Ограничения по использованию тепловой мощности вызвано отсутствием имеющегося резерва на источниках теплоснабжения. Использование соответствующего температурного графика обусловлено применением соответствующего типа основного энергетического оборудования.

1.2.4. Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйствственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Расход теплоты на собственные нужды котельных определяется исходя из потребностей каждого конкретного теплоисточника как сумма расходов теплоты на отдельные элементы затрат:

- потери теплоты на растопку котлов;
- потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- расход теплоты на подогрев жидкого топлива в цистернах, хранилищах, расходных емкостях;
- расход теплоты в паровых форсунках на распыление жидкого топлива;
- расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;
- расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;
- расход теплоты на бытовые нужды персонала и пр.

Доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной (бсн) определяется расчетным или опытным методом.

Расход тепла на собственные нужды котельной (по элементам затрат в процентах от нагрузки) приведен в таблице 3 «Нормативная доля расхода теплоты на собственные нужды котельной» МДК 4-05-2004. Показатели определены для следующих условий:

- максимальная величина продувки котлов производительностью больше 10 т/ч пара - 5 %; при определении нормативного расхода тепловой энергии на собственные нужды в реальных условиях следует принимать величину продувки по результатам ранее проведенных режимно-наладочных испытаний;
- возврат конденсата 90 - 95 % количества пара, производимого котлами, температура возвращаемого конденсата 90 °C, температура добавочной химически очищенной воды 40-45 °C;
- марка мазута М-100, подогрев мазута - от 5 до 105 °C;
- расход топлива на растопку принят, исходя из следующего количества растопок в год: 6 - после простоя длительностью до 12 ч, 3 - после простоя длительностью более 12 ч.

Расходы тепловой энергии на собственные нужды источников тепловой энергии г. Твери приведены в таблице 1.8.

Таблица 1.7 - Расход тепла на собственные нужды источников тепловой энергии г. Твери

Наименование котельной	Уста- новлен- ная мощ- ность (в горячей воде), Гкал/ч	Распола- гаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собствен- ные нуж- ды ко- тельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч
ВК-1	100	80	0,63	79,37
ВК-2	60	56	0,36	55,64
Котельная «Брусило»	8,39	8,2	0,16	8,04
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,64	0,14	5,5
Котельная ООО УК "Лазурь"	4,2	4,1	0,1	4
Котельная «Керамический завод»	0,6	0,6	0,01	0,59
Котельная «КОМО»	3,2	3,15	0,06	3,09
Котельная «Мамулино»	20,64	19,18	0,18	19,00
Котельная «Мамулино-2» I и II блок	8	7,4	0,15	7,25
Котельная «Мамулино-3»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «ОКБ»	12,9	12,7	0,25	12,45
Котельная «Октябрьский проспект д.75»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «п. Б. Перемер- ки, 20»	0,34	0,32	0,01	0,319
Котельная «ПАТП-1»	11,7	2,21	0,11	2,1
Котельная «Петербургское шоссе, д.15»	0,35	0,31	0,01	0,30
Котельная «Планерная 6»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,02	0,37
Котельная «Сахарово»	24	21,17	0,51	20,66
Котельная «Сахаровское ш.»	6,32	4,89	0,1	4,79
Котельная «Слизкова 108, к.1»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «Слизкова 86»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «ТКСМ-2»	36,4	36,4	0,48	35,92
Котельная «ул. Коноплян- никовой д.89»	0,4	0,39	0,001	0,39

Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,02	0,37
Котельная «Фрунзе 2, к.1»	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,32	8,56
Котельная ОАО "ТВЗ	200	200	4	196
Котельная ОАО "ЦентроСвармаш"	44	44	1	43
Котельная ул. Шишкова 97	1,68	1,68	0,03	1,65
Котельная «Химинститут»	60	60	0,56	59,44
Котельная «Школа №2»	2,56	1,6	0,07	1,53
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,02	0,37
Котельная «Школа №3»	1,31	0,74	0,04	0,7
Котельная «Южная»	250	232,2	1,75	230,45
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	2,1	2,05	0,04	1,99
Котельная ООО «Лазурная»	50,2	46,5	0,91	45,59
Котельный цех	80	68,8	1,1	67,7
ТЭЦ-1	104	77	2,66	74,34
ТЭЦ-3	694	684	9,58	675,42
ТЭЦ-4	539	439	0,83	438,17

1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

На данный момент все теплосиловые агрегаты котельных находятся в приемлемом состоянии для обеспечения качественного теплоснабжения. Для поддержания удовлетворительного состояния котлоагрегатов с оконченным парковым ресурсом теплоснабжающей организацией проводится ряд мероприятий, а именно:

- гидравлические испытания котлоагрегатов;
- замена конвективной части и обмуровки котлоагрегата;
- замена и ремонт газового оборудования.

Также стоит отметить, что все котлоагрегаты с закончившимся гарантийным сроком службы проходили периодические ремонты с заменой конвективной части. Учитывая массогабаритные размеры и стоимость оборудования, следует сделать вывод о рациональности таких решений.

Таблица 1.8 - Срок ввода в эксплуатацию теплосиловых агрегатов, их остаточный парковый ресурс и мероприятия по продлению ресурса

Наименование источника	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Год капремонта	Остаточный парковый ресурс	Мероприятия по продлению ресурса
Котельная «Сахарово»	ДКВР 10/13	1969	-	1 год 1 месяц	Заключение ЭПБ № 2928-08-ТУ/16 от 09.2016г., следующее продление ресурса - 11.2019г.
	ДКВР 10/13	1969	-	1 год 1 месяц	Заключение ЭПБ № 2929-08-ТУ/16 от 09.2016г., следующее продление ресурса - 11.2019г.
	ДКВР 10/13	1972	-	1 год 1 месяц	Заключение ЭПБ № 2930-08-ТУ/16 от 09.2016г., следующее продление ресурса - 11.2019г.
Котельная «Мамулино»	ТТКУ-8	1994	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17694-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 25.08.2021г.
	ТТКУ-8	1994	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17709-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 22.08.2021г.
	ТТКУ-8	1994	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17692-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 23.08.2021г.
Котельная «Южная»	КВГМ-50	1977	2016	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17740-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 24.08.2021г.
	КВГМ-50	1977	2018	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17740-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 24.08.2021г.
	КВГМ-50	1991	2018	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17746-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 23.08.2021г.

	КВГМ-100	1986	2018	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17706-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 22.08.2021г.
Котельная «ХБК»	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
	КВА-2,5	1998	-	4 года	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2022г.
Котельная «УПК»	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
Котельная «Поликлиника № 2»	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
Котельная «Школа № 2»	UNICAL ELLPREX 970	2015	-	17 лет	Не проводились
	UNICAL ELLPREX 970	2015	-	17 лет	Не проводились
	Иркутскэнерго	2001	-	-	-
Котельная «Школа № 24»	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
	ЗиОСаб-250	2005	-	7 лет	Не проводились
Котельная «Керамический завод»	Компакт-200(СА-200)	2004	-	6 лет	Не проводились
	Компакт- 200(СА-200)	2004	-	6 лет	Не проводились
	Компакт-200(СА-200)	2004	-	6 лет	Не проводились
Котельная «ПАТИ-1»	UNICAL ELLPREX 1570	2015	-	17 лет	Не проводились
	UNICAL ELLPREX 1570	2015	-	17 лет	Не проводились
	ТГ - 3 - 95	1986	-	-	*

	ТГ - 3 - 95	1986	-	-	*
	ТГ - 3 - 95	1986	-	-	*
Котельная «ДРСУ-2»	UNICFL ELLPREX 2200	2008	-	10 лет	Не проводились
	UNICFL ELLPREX 2200	2008	-	10 лет	Не проводились
	UNICFL ELLPREX 2200	2008	-	10 лет	Не проводились
Котельная «Школа №3»	UNICFL ELLPREX 510	2015	-	17 лет	Не проводились
	UNICFL ELLPREX 510	2015	-	17 лет	Не проводились
	КВА-0,5	2000	-	-	*
Котельная «Сахаровское ш.»	КВГ-2,5-115П	2003	-	5 лет	Не проводились
	КВГ-2,5-115П	2003	-	5 лет	Не проводились
	КВГ-2,32-95	2002	-	4 года	Не проводились
ТЭЦ-1	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	1931	2016	10 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-21228-2015 от 30.11.2015г., следующее продление ресурса - 23.07.2019г.
	ЦЭМ (60 т/ч)	1937	2009	3 года 9 месяцев	Заключение ЭПБ на рассмотрении в РТН, следующее продление ресурса - 2022г.
	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	1931	2010	8 месяцев	Заключение ЭПБ № 09-ТУ-17048-2015 от 15.10.2015г., следующее продление ресурса - 13.05.2019г.
	Системы ЛМЗ (45 т/ч)	1931	2011	3 года 9 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-14156-2018 от 04.09.2018г., следующее продление ресурса - 30.06.2022г.
	ЦЭМ (150 т/ч)	1971	1987	2 года 9 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-12238-2017 от 28.07.2017г., следующее продление ресурса - 06.06.2021г.
	ЦЭМ (160 т/ч)	1974	1988	2 года 9 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-12233-2017 от 28.07.2017г., следующее продление ресурса - 28.06.2021г.
ВК-2	ПТВМ-30М	1972	-	4 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-15999-2017 от 25.09.2017 г., следующее продление ресурса - 23.08.2023г.

	ПТВМ-30М	1973	-	4 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-16000-2017 от 25.09.2017 г., следующее продление ресурса - 23.08.2023г.
ТЭЦ-3	БКЗ-210-140-7	1973	2012	15,66 тыс. час.	Заключение ЭПБ № КД-2017/0006-05 от 18.08.2017г., следующее продление ресурса - 18.08.2025г.
	БКЗ-210-140-7	1974	2015	17,03 тыс. час.	Заключение ЭПБ № КД-2017/006-14-2 от 30.10.2017г., следующее продление ресурса - 30.10.2025г.
	БКЗ-210-140-7	1976	2016	17 тыс. час.	Заключение ЭПБ № 09-ТУ-0846-15 от 20.03.2017г., следующее продление ресурса - 20.03.2020г.
	БКЗ-210-140-7	1979	2015	12,54 тыс. час.	Заключение ЭПБ № КД-2017/0006-18-1 от 29.12.2017г., следующее продление ресурса - 29.12.2025г.
	КВТК-100	1985	2013	1 год 8 месяцев	Заключение ЭПБ № 09-ТУ-0680-15 от 05.05.2016г., следующее продление ресурса - 05.05.2020г.
	КВТК-100	1988	2018	5 лет	Заключение ЭПБ в процессе подготовки, следующее продление ресурса - 2023г.
	КВГМ-180-150-2	2002	-	14 лет	Не проводились
ТЭЦ-4	ПП-170-100Ф	1957	*	1,38 тыс. час.	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-02096-2008 от 28.01.2008г., следующее продление ресурса - по достижении наработки 340000 час.
	ПП-170-100Ф	1959	*	31,45 тыс. час.	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-03171-2008 от 08.08.2008г., следующее продление ресурса - по достижении наработки 290000 час.

	БКЗ-220-100Ф	1967	-	22,07 тыс. ч (7 лет)	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-01354-18 от 31.01.2018г., следующее продление ресурса - 07.09.2025г.
	БКЗ-160-100ГМ	1987	2013	152,7 тыс. час.	Не проводились
	БКЗ-160-100ГМ	1987	-	133,7 тыс. час.	Не проводились
	КВГМ-100	1977	-	9 месяцев	Заключение ЭПБ № 09-ТУ-0617-15 от 02.12.2015г., следующее продление ресурса - 24.06.2019г.
	КВГМ-100	1979	-	7 месяцев	Заключение ЭПБ № 09-ТУ-0264-15 от 18.08.2015г., следующее продление ресурса - 27.04.2019г.
	КВГМ-100	1982	-	3 года 1 месяц	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-01322-18 от 30.01.2018г., следующее продление ресурса - 05.10.2021г.
БК-1	ПТВМ-50	1970	-	3 года	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-01320-18 от 31.01.2018г., следующее продление ресурса - 11.10.2021г.
	ПТВМ-50	1972	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17688-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 23.08.2021г.
Котельный цех	БЭМ-10-1,3-210ГМ	1998	-	2 года 1 месяц	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-06448-2017 от 10.04.2017г., следующее продление ресурса - 28.10.2020г.
	ПТВМ-50	1968	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 05-ТУ-17689-2017 от 20.10.2017г., следующее продление ресурса - 24.08.2021г.
	ТВГМ-30	1965	-	2 года 11 месяцев	Заключение ЭПБ № 0671-ТУ-2018 от 31.08.2018г., следующее продление ресурса - 31.08.2021г.

Котельная «Б. Пере- мерки, 20»	«Хопер 100А»	2016	-	17	Не проводились
	«Хопер 100А»	2016	-	17	Не проводились
	«Хопер 100А»	2016	-	17	Не проводились
	«Хопер 100А»	2016	-	17	Не проводились
Котельная «Химин- ститут»	ПТВМ-30-М4	1972	2016	3 года	Заключение ЭПБ № 05- ТУ-01319-2018 от 30.01.2018г., следующее продление ресурса - 13.09.2021г.
	ПТВМ-30-М4	1975	2018	-	Котёл выведен в ремонт, следующее продление ресурса - после проведения ремонта
Котельная «ТКСМ- 2»	ДКВР-10/13	1968	-	-	*
	ДКВР-10/13	1968	-	-	*
	ДКВР-20/13	1977	-	-	*
	ДЕ-25	1980	-	-	*
Котельная ООО «Ла- зурная»	КВГМ-20-150	1987	-	-	*
	ДКВР 20/13 №2	1975	-	-	*
	ДКВР 20/13 №3	1975	-	-	*
	ДЕ-6.5	1999	-	6	-
Котельная «КОМО»	ДКВР 2,5/13	1980	2010	-	-
	ДКВР 2,5/13	2005	-	12	-
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	Е 1/09	1969	-	-	-
	Е 1/09	1969	-	-	-
	Е 1/09	1969	-	-	-
ГБУ «Центр кадаст- ровой оценки»	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
Котельная «Бруси- лово»	Unitherm-1500 (2 шт.)	2015	2018 (рекон- струкция)		Перевод со сжиженного газа на природный
	Unitherm-3500 (2 шт.)	2015			
Кот. «Мамулино-2»	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2012			
	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2012			
Кот. Октябрьский пр-т, д. 75					
Кот. Мамулино-3					

Котельная ООО УК "Лазурь"	Logano Buderus SK 725 (3 шт.)	2010		47%	
Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД"	ТТ-100 (2 шт.)	2011			
	Е-1/09 (1 шт.)	2007			
Котельная ОАО "РЖД" ДТВС ТЧ-3	ДКВР 10/13 (4 шт.)	2010			
	ДКВ-10-13 (1 шт.)	2010			
Котельная ОАО "ТВЗ"	ПТВМ 50(2 шт.)	1966	2015		В 1998 году переведены на режим с нагревом до 115 °C
	КВГМ 100 (1 шт.)	1983	2015		-
Котельная ОАО "Центросвармаш"	ДКВР-20/13	1976			Планируется вывод из эксплуатации 2019-2020 гг
ГБУ «Центр кадастровой оценки»	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
	КВА-2,5	2001	-	-	-
Котельная «Бруси-лово»	Unitherm-1500 (2 шт.)	2015	2018 (реконструкция)		Перевод со сжиженного газа на природный
	Unitherm-3500 (2 шт.)	2015			
Кот. «Мамулино-2»	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2012			
	КВ-ГМ-2,32- 115Н	2012			
Кот. Октябрьский пр-т, д. 75					
Кот. Мамулино-3					
Котельная ООО УК "Лазурь"	Logano Buderus SK 725 (3 шт.)	2010		47%	
Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД"	ТТ-100 (2 шт.)	2011			
	Е-1/09 (1 шт.)	2007			
Котельная ОАО "РЖД" ДТВС ТЧ-3	ДКВР 10/13 (4 шт.)	2010			
	ДКВ-10-13 (1 шт.)	2010			
Котельная ОАО "ТВЗ"	ПТВМ 50(2 шт.)	1966	2015		В 1998 году переведены на режим с нагревом до 115 °C
	КВГМ 100 (1 шт.)	1983	2015		-
Котельная ОАО "Центросвармаш"	ДКВР-20/13	1976			Планируется вывод из эксплуатации 2019-2020 гг

Примечание: * Проведение капитальных и текущих ремонтов, с заменой трубной части и обмуровок в соответствии с результатами периодических испытаний. ТЭЦ-1: Котлы ЛМЗ 8760 часов (продлевается ежегодно на год). Котлы ЦЭМ на консервации (холодный резерв). ТЭЦ-4: ТП-170 по 8760 часов оба котла (продлевается ежегодно на год).

Модернизация и реконструкция котлов, производимая в ходе их эксплуатации, как и в ряде подобных случаев, позволяет продлить срок службы агрегата.

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Тверская ТЭЦ-1

Главная тепловая схема ТЭЦ-1 представляет собой схему с поперечными связями по пару давлением 40кгс/см² и питательной воде в составе шести энергетических котлов (ст.№1,3,4 ЛМЗ, ст.№2,5,6 ЦЭМ), работающих на природном газе и одной турбины (ст.№4 Р-12-35/5).

Пар от шести энергетических котлов поступает в две нитки главного паропровода, откуда подается на турбоагрегат ст.№4.

Отработавший пар от турбины поступает в два коллектора отборного пара, откуда по индивидуальным паропроводам поступает к потребителям пара, к бойлерам ст.№1,2,3,4,5 и на собственные нужды станции.

Также существует возможность передачи пара от двух ниток главного паропровода к потребителям пара, к бойлерам и на собственные нужды станции через РОУ ст.№2 (30/7кгс/см²), по этой схеме станция работает в режиме котельной.

От главных паропроводов пар через РОУ ст.№3 (40/10кгс/см²) поступает на мазутное хозяйство (только в период привоза мазута для разогрева цистерн), в настоящее время РОУ ст.№3 (40/10кгс/см²) находится в работе постоянно, от него пар с параметрами 11,5 ати и температурой 230°C подается потребителю ООО «Интерстиль».

От тупиковых участков главных паропроводов пар по дренажным трубопроводам поступает в РРОУ далее в коллекторы отборного пара.

Схема теплофикационной установки ТЭЦ-1

В состав теплофикационной установки станции входят: пять бойлеров ст.№1,2,3 (БО-200), ст.№4,5 (ПСВ-125-7-15), четыре сетевых насоса СЭН ст.№1(8НДв), СЭН ст.№2 (200Д90а), СЭН ст.№3,4 (СЭ-1250-70-11), сетевые трубопроводы, коллектор прямой сетевой воды и коллектор обратной сетевой воды.

Схема сетевых трубопроводов ТЭЦ-1: обратная сетевая вода по двум ниткам трубопроводов ПК и ХБК поступает в обратный коллектор сетевой воды, далее сетевыми насосами (ст.№1,2,3,4) подается на бойлеры (ст.№1,2,3,4,5). После подогрева сетевая вода поступает в прямой коллектор сетевой воды, откуда по двум ниткам трубопроводов ПК и ХБК поступает в городскую сеть.

Режим работы теплосети (прокачка и температура прямой сетевой воды) задается диспетчерской службой ООО «Тверская генерация».

Тверская ТЭЦ-3

Главная тепловая схема станции представляет собой схему с поперечными связями по пару давлением 140кгс/см² и питательной воде в составе четырех энергетических котлов (ст.№1,2,3,4 БКЗ-210), и двух турбин (ст.№13 ПТ-60 и ст.№2 Т-100). Пар от четырех энергетических котлов поступает в магистральный паропровод, откуда подается на два турбоагрегата. Отработавший пар от турбин поступает в два коллектора отборного пара (13 и 1,2 кгс/см²), откуда по индивидуальным паропроводам поступает к потребителям пара, к бойлерам и на собственные нужды станции. Также существует возможность передачи пара от главного паропровода к потребителям пара, к бойлерам и на собственные нужды станции через РОУ140/13 и РОУ ст.№1,2 13/1,2. От главных паропроводов пар через РОУ

140/13 поступает на мазутное хозяйство в период привоза мазута для разогрева цистерн, в остальной период для подогрева мазута в резервуарах. Схема трубопроводов теплосети: обратная сетевая вода по четырем ниткам трубопроводов город 1 и 2 очередь, и тепличный комбинат 1 и 2 очередь поступает в обратный коллектор теплосети станции, далее сетевыми насосами подается на бойлер (ОБ, ПБ, ПСГ), также существует возможность дополнительного подогрева сетевой воды в водогрейных котлах №2,3,4. После подогрева сетевая вода поступает в прямой коллектор теплосети, откуда по четырем ниткам трубопроводов: 1,2 очередь поступает в городскую сеть, и 1,2 очередь на тепличный комбинат. Особенностью тепловой схемы Тверской ТЭЦ-3 является поперечные связи энергетических котлов и турбин. По сетевым трубопроводам особенностью является последовательное включение оборудования теплофикационных установок турбин и пиковых водогрейных котлов, кроме КВГМ-180-150.

Теплофикационная установка ТЭЦ включает в себя:

- сетевые подогреватели турбины ст. № 1 состоящие из двух основных бойлеров типа ПСВ-500-3-23 и двух пиковых бойлеров типа ПСВ-500-14-23;
- сетевые подогреватели турбины ст. № 2 состоящие из двух основных бойлеров типа ПСГ-2300-2-8-І и типа ПСГ-2300-2-8-ІІ;
- три сетевых насоса I подъема типа 22Н: ДС, один сетевой насос I подъема типа СЭ-5000-70-6, четырех насосов II подъема типа СЭ-2500-180 и одного насоса СЭ-5000-160-10;
- три конденсатных насоса бойлеров типа КСД-140-140-3 турбины ст. № 1, три конденсатных насоса сетевых подогревателей турбины ст. № 2;
- два насоса подпиточной воды в насосной баков-аккумуляторов типа Д-1600-50, один СЭ-1250-70-11, один 300Д-90, один Д 630-90/3;
- два водогрейных котла типа КВТК-100 ст. № 2, 3;
- один водогрейный котел типа КВГМ-180-150.

Тверская ТЭЦ-4

Тепловая схема ТЭЦ-4 с поперечными связями, энергетические котлы работают на общий паровой коллектор 100ата с которого пар поступает на турбины станции. Пар из отборов и противодавления турбин поступает в общие станционные коллектора 1,2-2,5ата (теплофикационный), 8-13ата (промышленный) и 16ата. Турбина ст. №1 приключенная к отбору 16ата турбины ст. №7.

Теплофикационная установка ТЭЦ-4 имеет три ступени подогрева теплосетевой воды. В отопительный период на первой ступени возвращаемая обратная сетевая вода подогревается в конденсаторе турбины ПТ-25-90 ст. №4, которая работает в режиме ухудшенного вакуума. Второй ступенью подогрева служит бойлерная теплосеть (БО ТС), состоящая из 2-х основных бойлеров (ОБ) типа ПСВ-300 ст. №№1,2 и одного пикового бойлера (ПБ) типа ПСВ-350 ст. №3. Третья ступень подогрева водогрейные котлы типа КВГМ-100 ст. №№1,2,3. Для восполнения потерь в магистральных и разводящих трубопроводах сетевой воды и потерь, связанных с наличием открытого водоразбора горячей воды в г. Твери, на станции имеется подпиточная установка (ПУ) номинальной производительностью 1060 т/час. В состав подпиточной установки входят: 2-а атмосферных деаэратора с деаэрационными колонками типа ДСА-500 (по 2-е шт. на каждом), бойлера подпиточной установки типа БО-200.

Прокачка сетевой воды осуществляется насосами типа СЭ-1200-14 ст. №№ 1-7.

Для подогрева волжской (сырой) воды на нужды водоподготовительной установки, в турбинном цехе имеются 2-а основных бойлера (БО ЦПСВ) типа БО-500 ст. №№1,2.

Греющим паром основных бойлеров (ОБ) типа ПСВ-300 ст.№№1,2 основных бойлеров (БО ЦПСВ) типа БО-500 ст.№№1,2, бойлеров БО-200 и деаэраторов подпиточной установки – является пар Т-отбора турбин ст.№№ 4,5 и противодавления турбин ст.№№1,3. Резервным – редуцированный острый пар энергетических котлов (РОУ-100/1,2) и редуцированный пар П-отборов (8-13 кгс/см²) турбин ст.№№3,4,5 и противодавления турбины ст.№7.

ВК-2

Данная отопительная котельная предназначена для централизованного теплоснабжения: отопления и горячего водоснабжения пролетарского района г.Твери. Прокачка сетевой воды осуществляется 4 насосами типа 200Д, 200Д, 8НДВ, СЭН -800-100. Для подогрева сетевой воды установлены 2 котла типа ПТВМ-30. Основным топливом служит природный газ, резервное топливо – мазут. Для поддержания давления в системе теплоснабжения ВК-2 имеет возможность работать в режиме подкачивающей насосной.

ВК-1

Водогрейная котельная №1 предназначена для выработки и обеспечения тепловой энергией в горячей воде промышленных и коммунальных предприятий г.Твери.

ВК-1 была построена в 1970г. (было достроено здание котельной Полиграфкомбината «Детская литература») по проекту ПКБ «Калининэнерго» с целью обеспечения теплоснабжения существующих и строящихся промпредприятий и нужд населения в п. Мигалово и на прилегающих территориях.

На ВК-1 установлены два водогрейных котла ПТВМ-50 (№1 – в 1970г., №2 – в 1972г.). Основное топливо – природный газ.

Котельный цех

Котельный цех предназначен для выработки и обеспечения тепловой энергией в горячей воде и паре промышленных и коммунальных предприятий Заволжского района г.Твери. ГЭС-2 была построена в 1928г. с задачей обеспечения электрической и тепловой энергией в паре существовавших и строящихся предприятий и нужд населения. После демонтажа 2-х турбогенераторов в начале 70-х годов ГЭС-2 была переведена в режим промышленной котельной (КЦ).

В настоящее время в КЦ установлены:

- водогрейный котел ст.№2 ПТВМ-50;
- водогрейный котел ст.№4 ТВГМ-30;
- паровой котел ст.№5 БЭМ-10-1.3-210 ГМ.

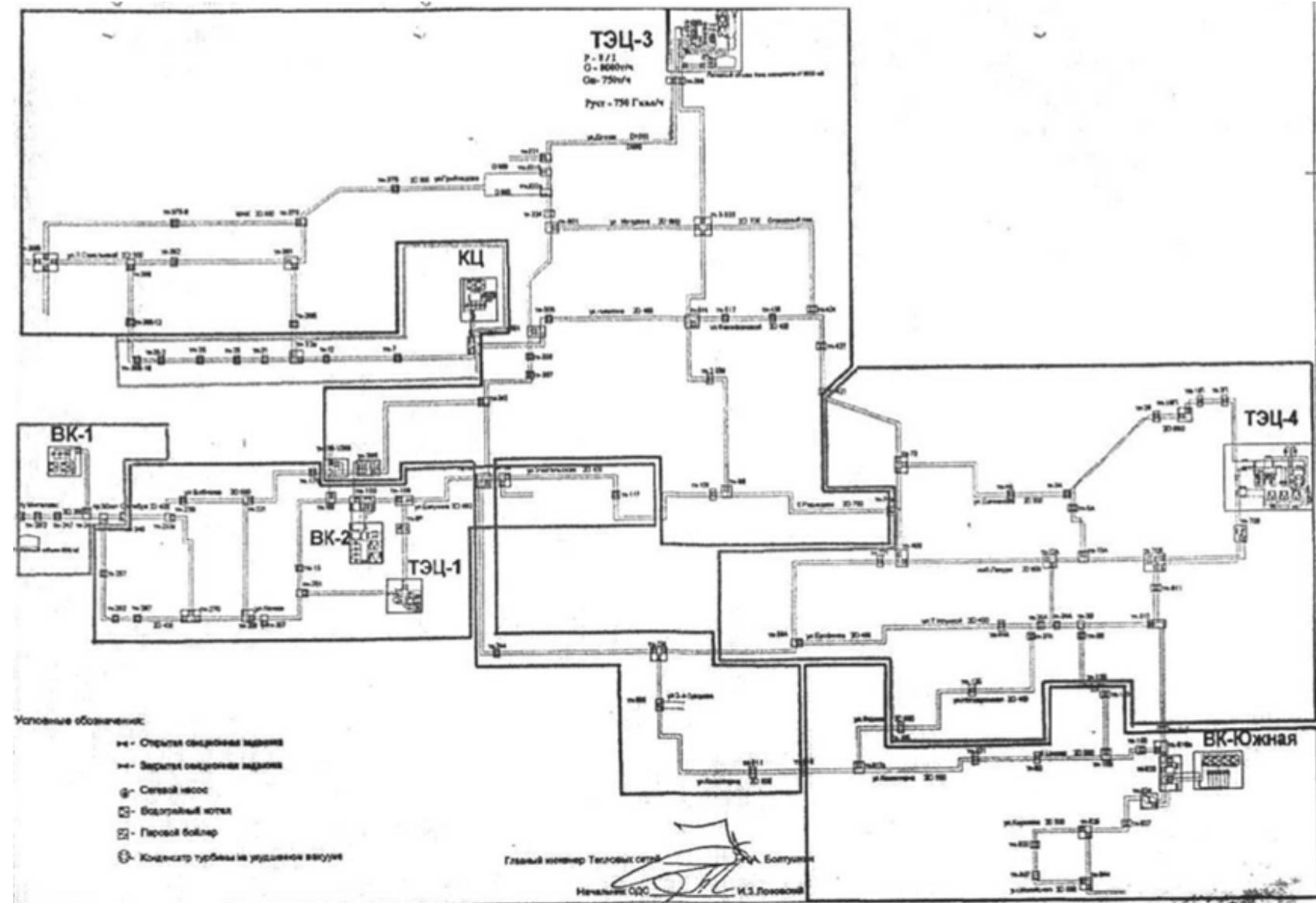


Рисунок 1.2 – Схема нормального режима тепловых сетей ООО «Тверская генерация»

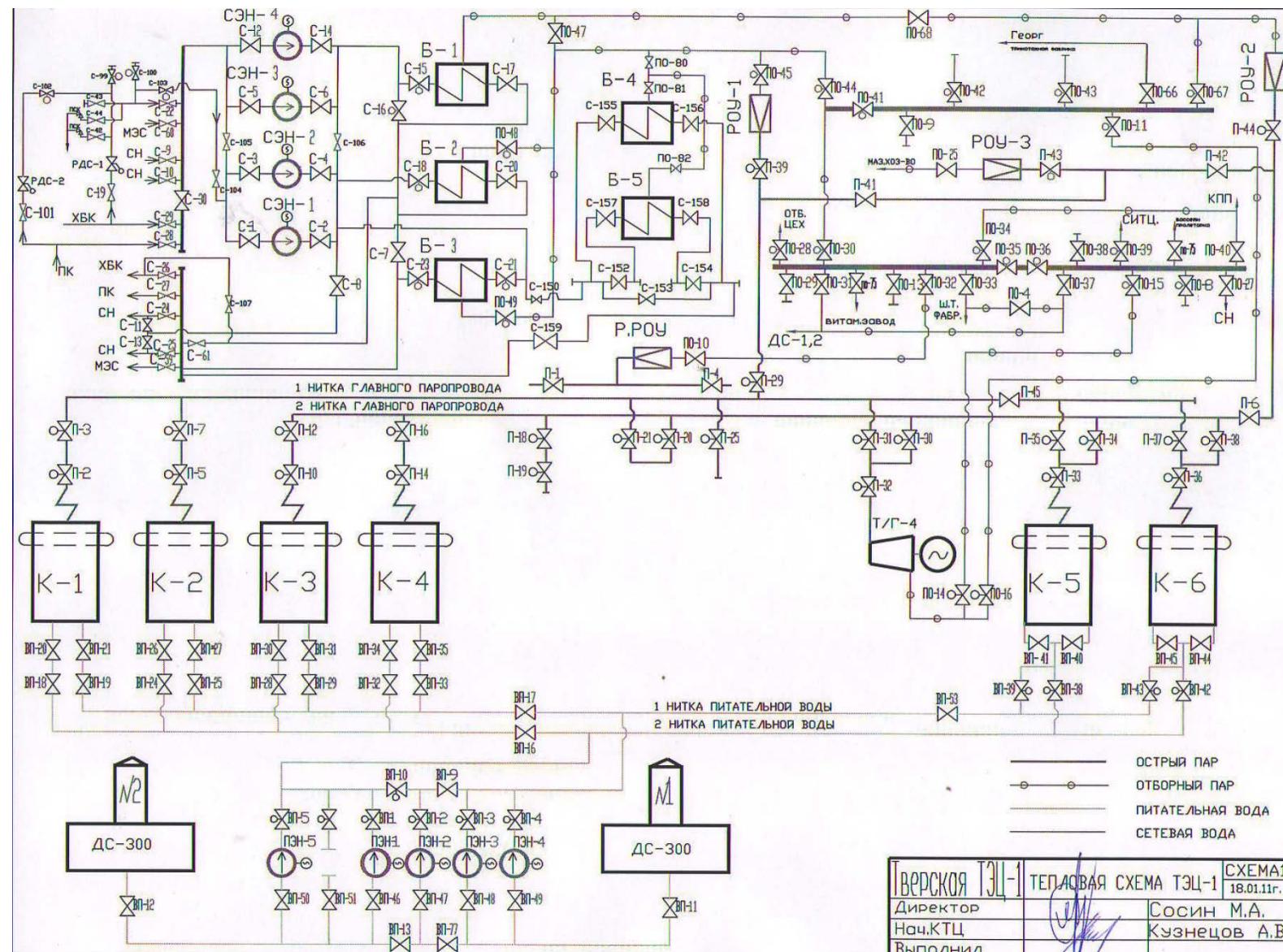


Рисунок 1.3 - Тепловая схема ТЭЦ-1

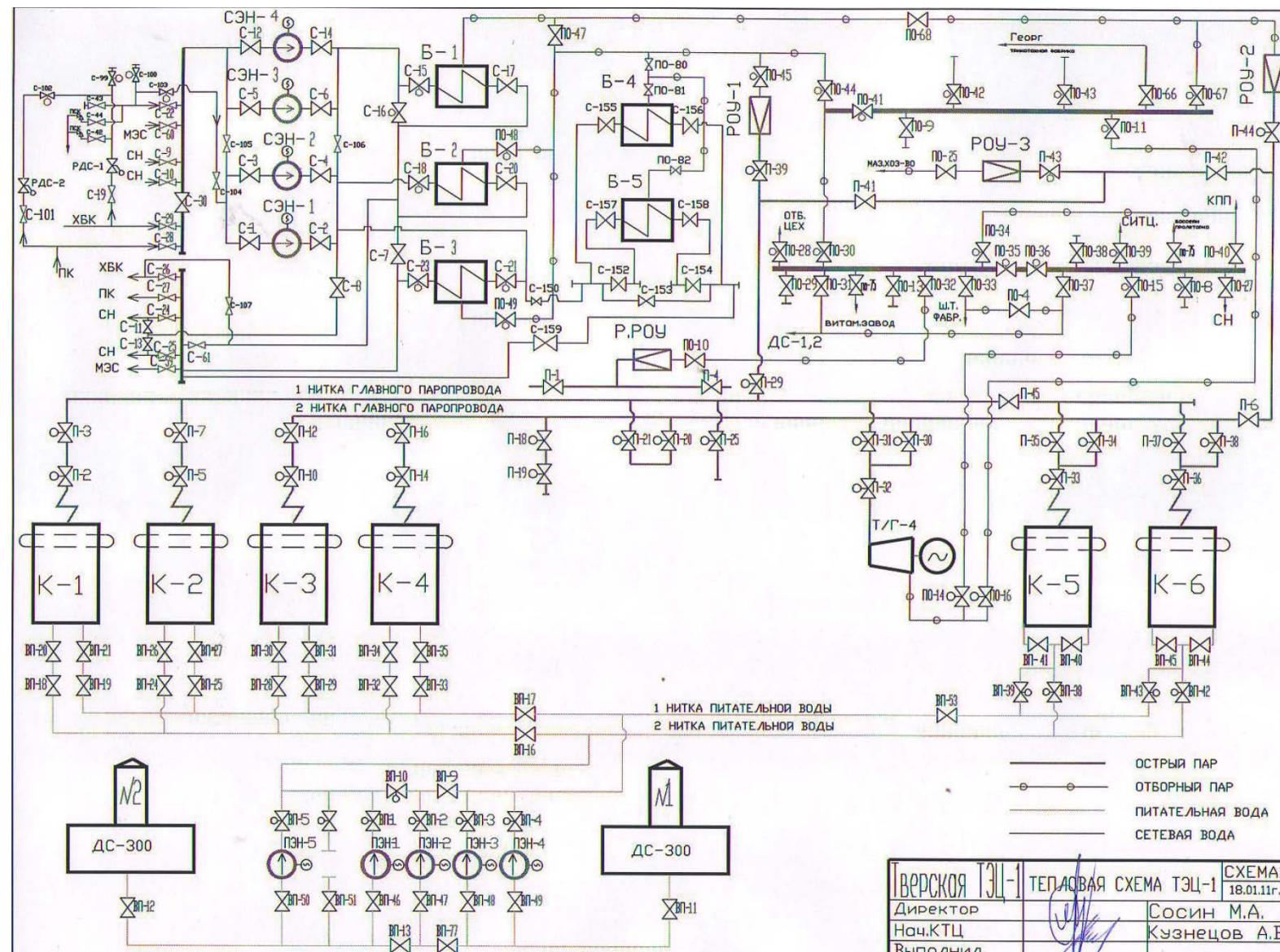


Рисунок 1.4 - Тепловая схема ТЭЦ-3

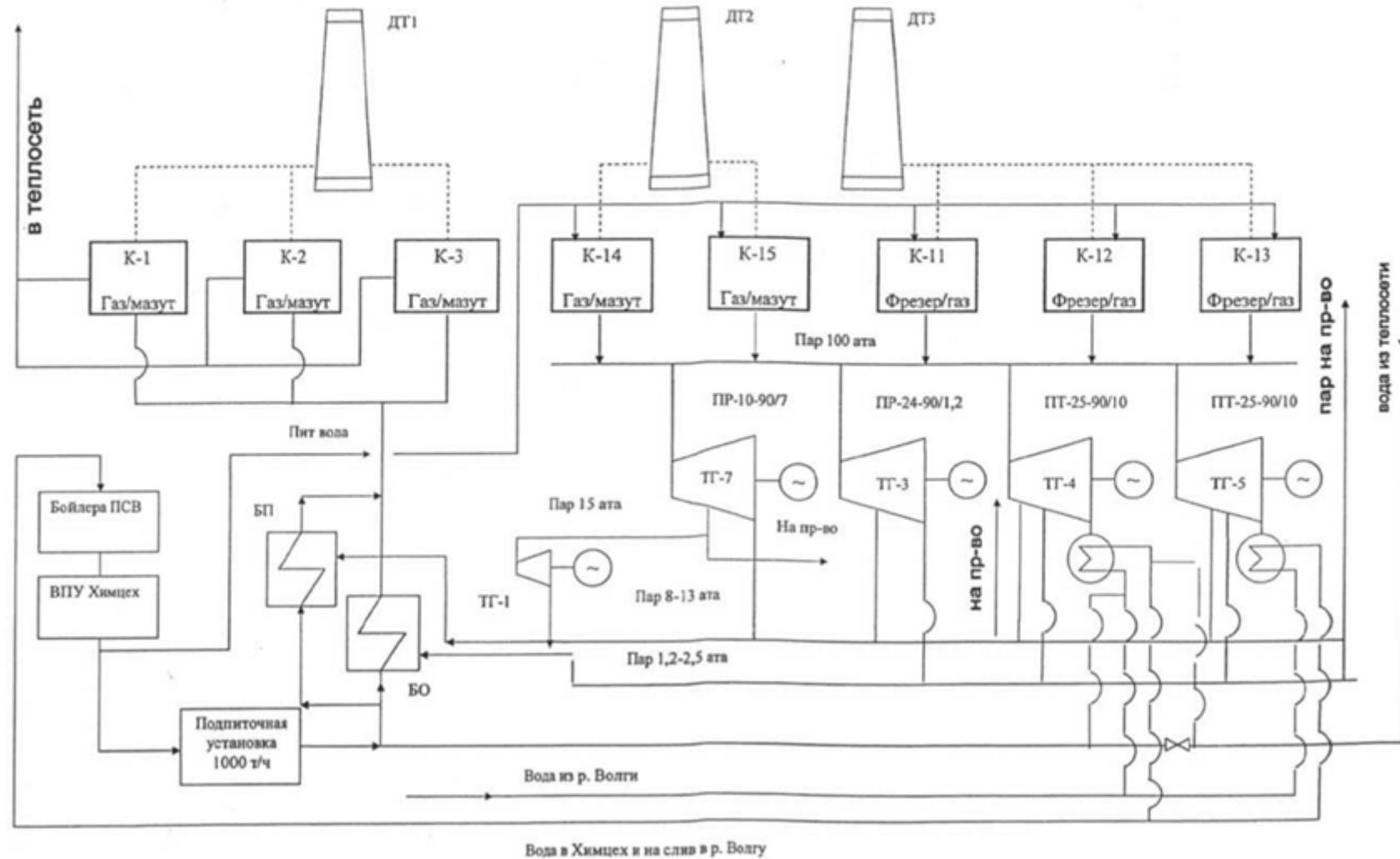


Рисунок 1.5 - Термическая схема ТЭЦ-4

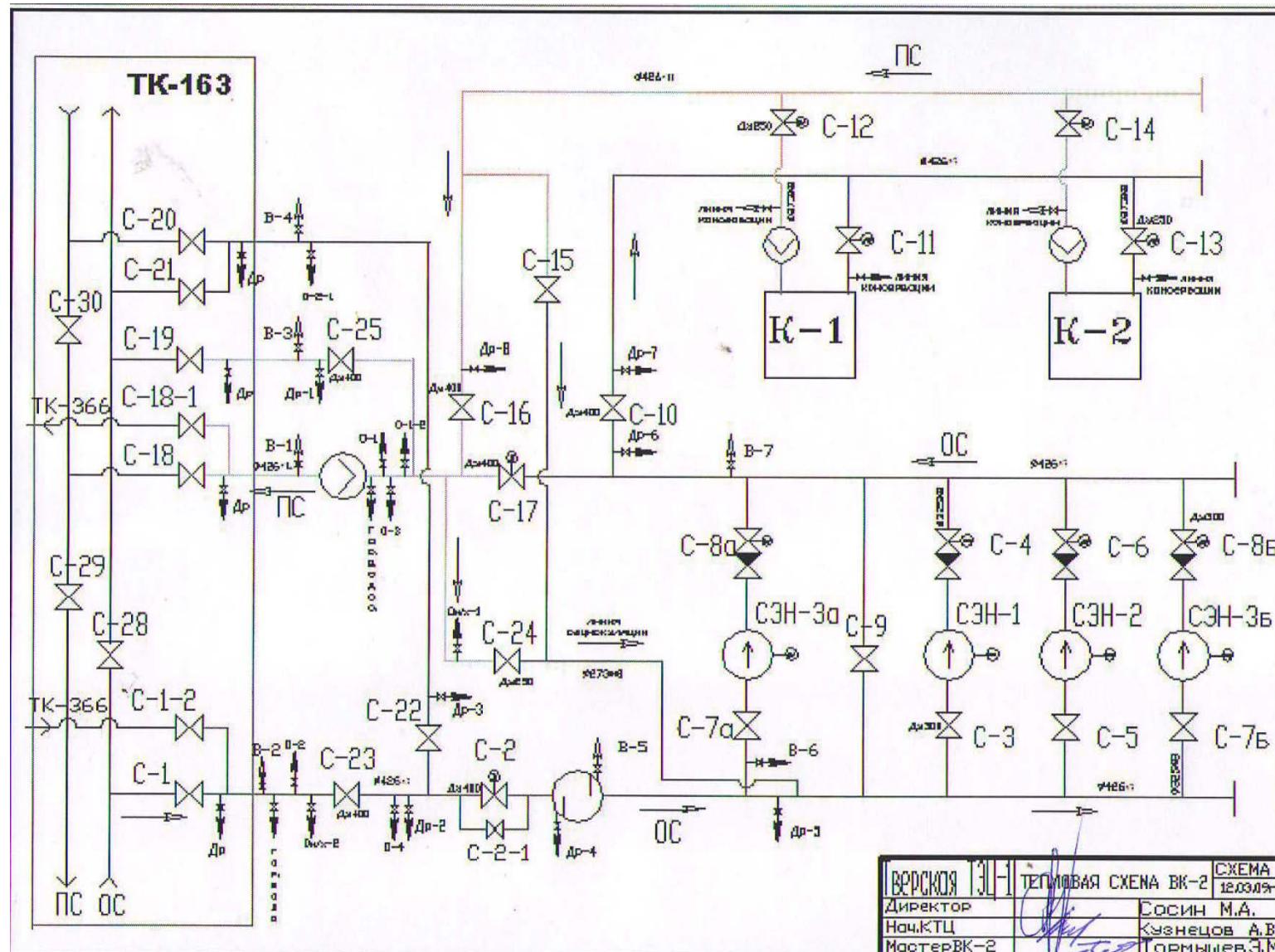


Рисунок 1.6- Тепловая схема ВК-2

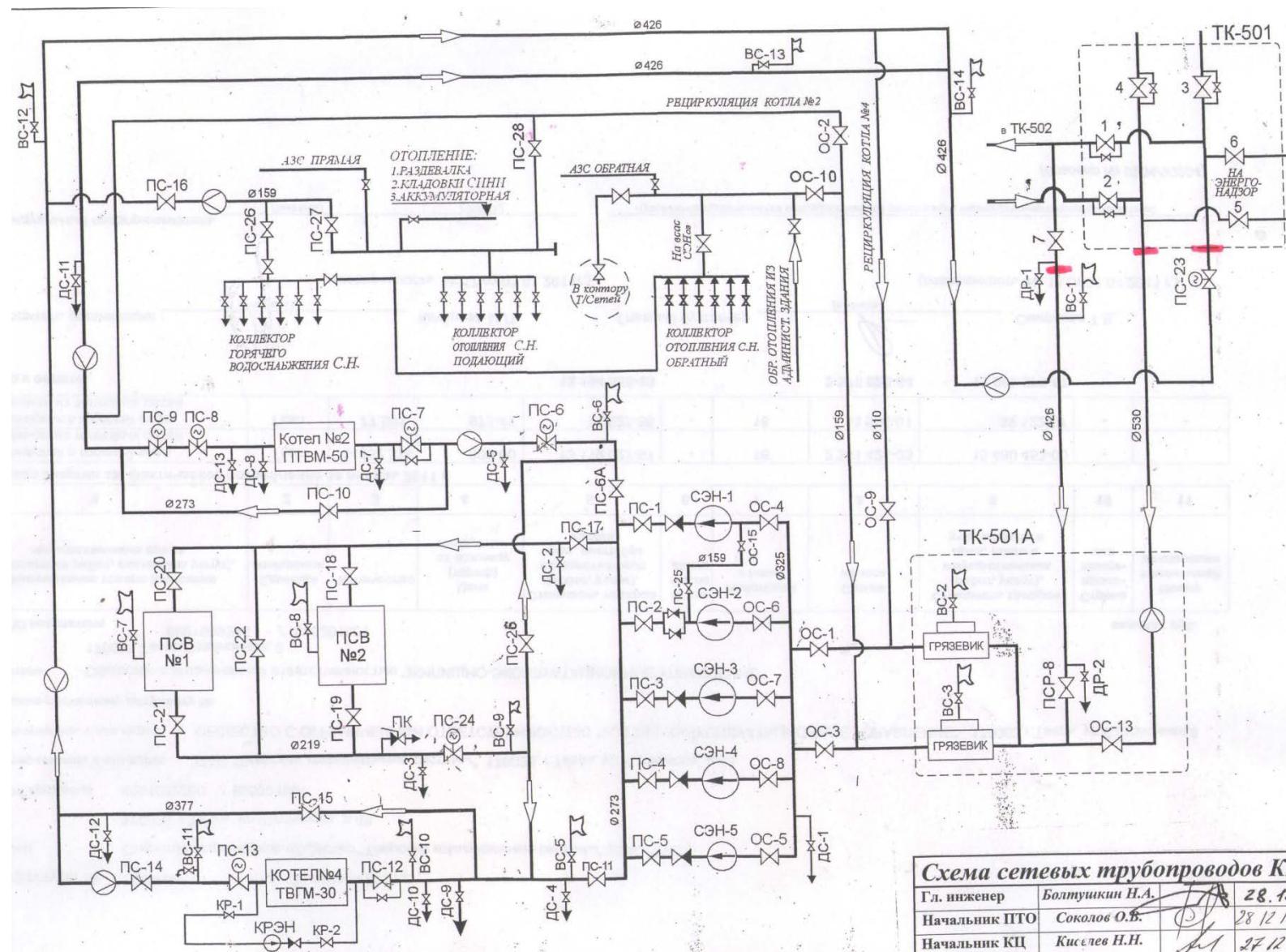


Рисунок 1.7- Термовая схема Котельного цеха

Схема сетевых трубопроводов КЦ

Гл. инженер Болтушкин Н.А. 28.12.1

Начальник ПТО Соколов О.В. 28/12/10

Начальник КЦ Киселев Н.Н.

СХЕМА СЕТЕВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В/К №1

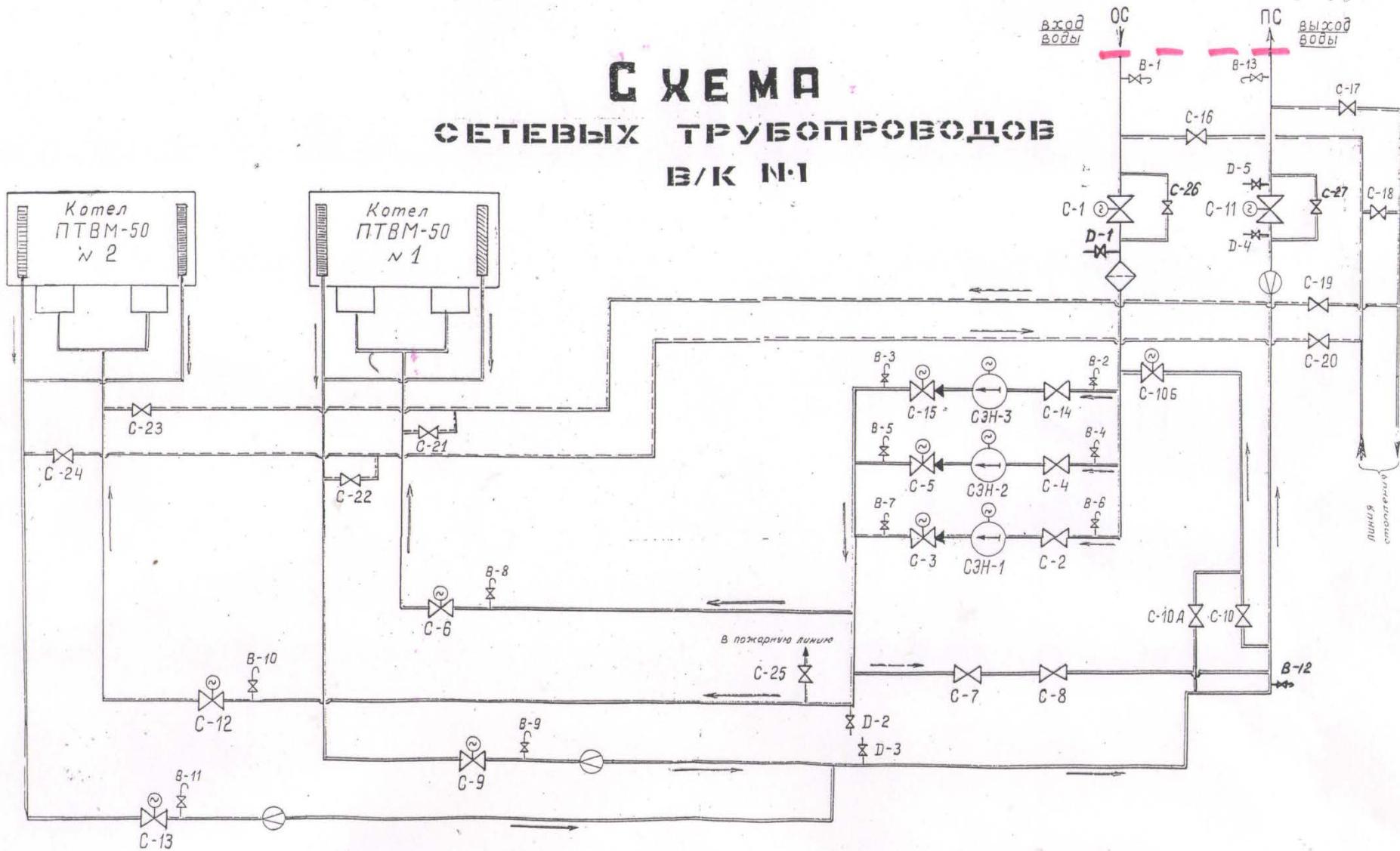


Рисунок 1.8- Термическая схема ВК-1

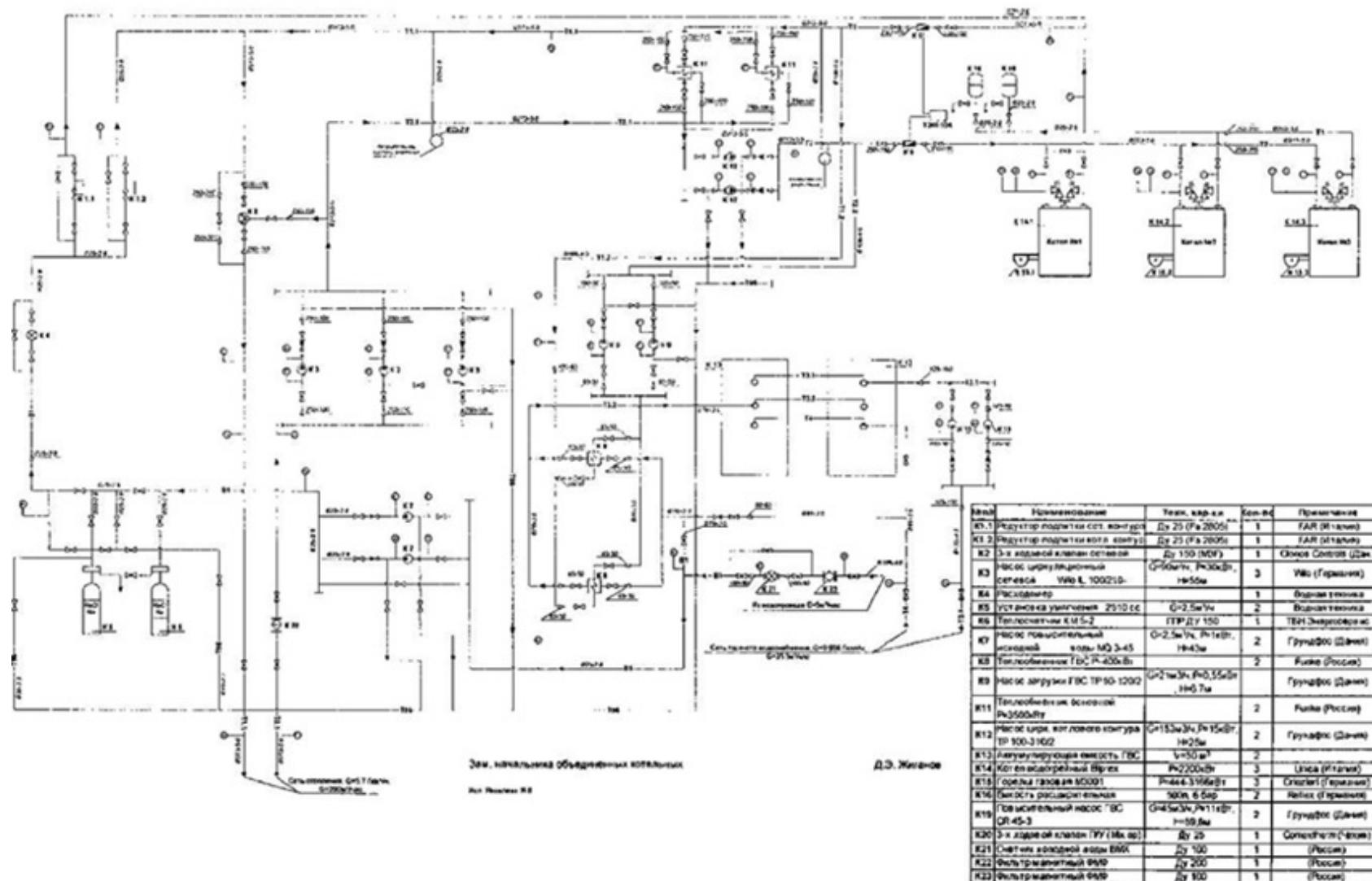
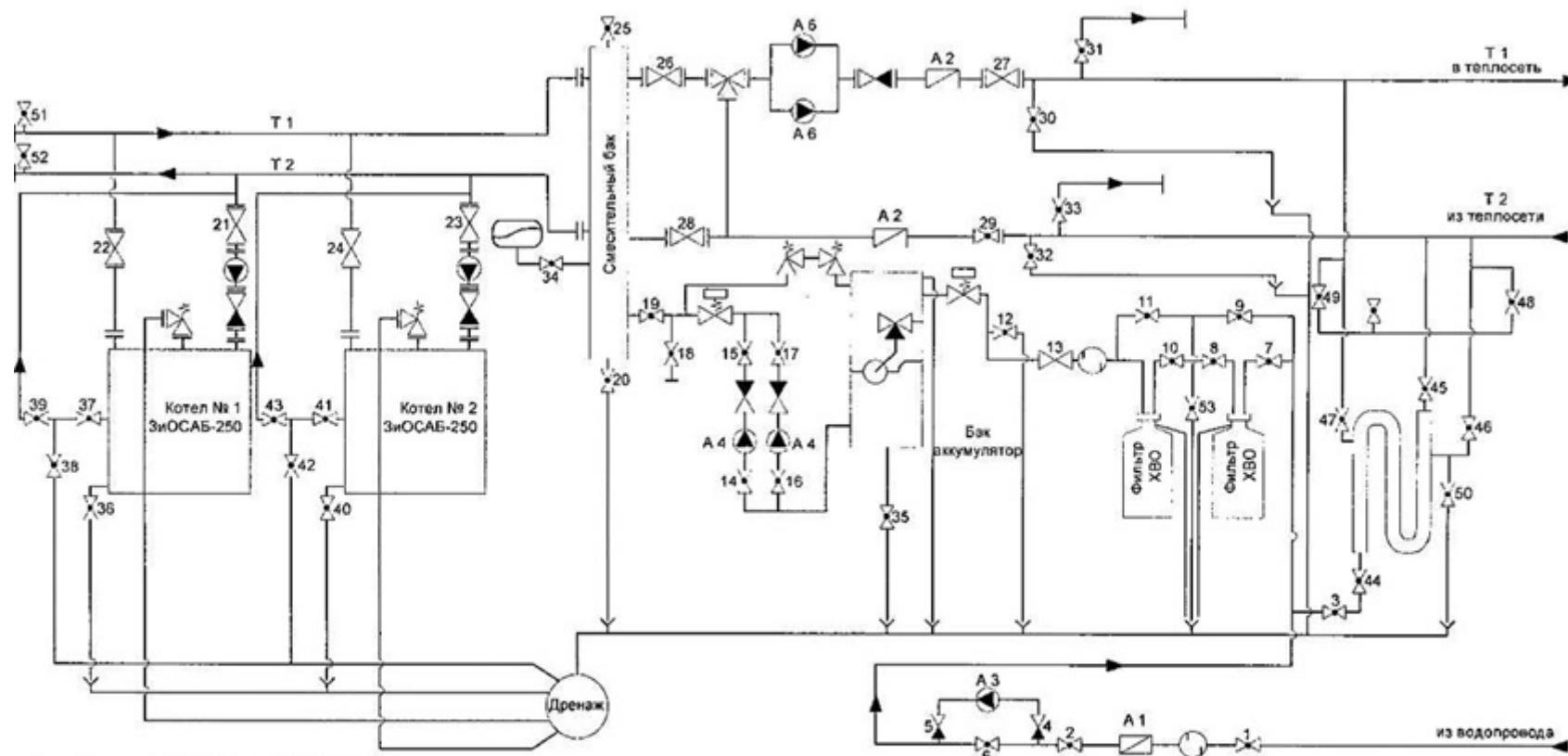


Рисунок 1.9 - Тепловая схема котельной «ДРСУ-2»



Символы и обозначения:

- шаровой кран
- фильтр
- обратный клапан
- насос
- дренаж
- предохранительный подрывной клапан
- расширительный мембранный бак
- трехходовой смесительный клапан
- электромагнитный клапан
- поворотный затвор

A 1	водометр
A 2	счетчик
A 3	насос исходной воды - Speroni KPM SO
A 4	подпиточный насос - Speroni KPM SO
A 5	циркуляционный насос - Wiltop-S 40/7-220
A 6	сетевой насос - Wiltop-90 40/10-360

Начальник ПТО
Начальник объединенных котельных
Мастер

Веселов А.В.
Морозов И.Г.
Бобель В.В.

Рисунок 1.10 - Тепловая схема «Поликлиника №2»

ТЕПЛОВАЯ СХЕМА КОТЕЛЬНОЙ «САХАРОВО»

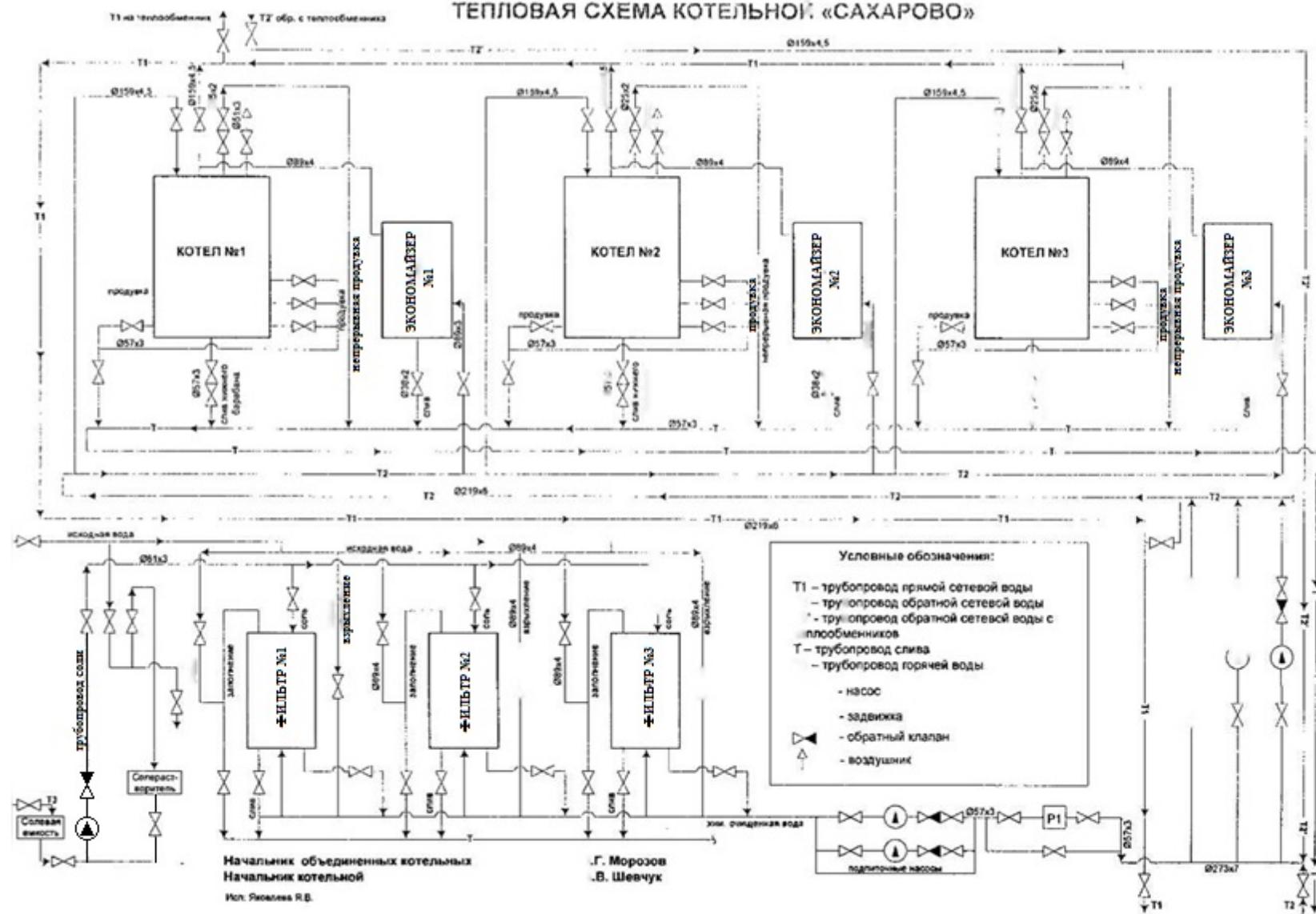


Рисунок 1.11 - Тепловая схема «Сахарово»

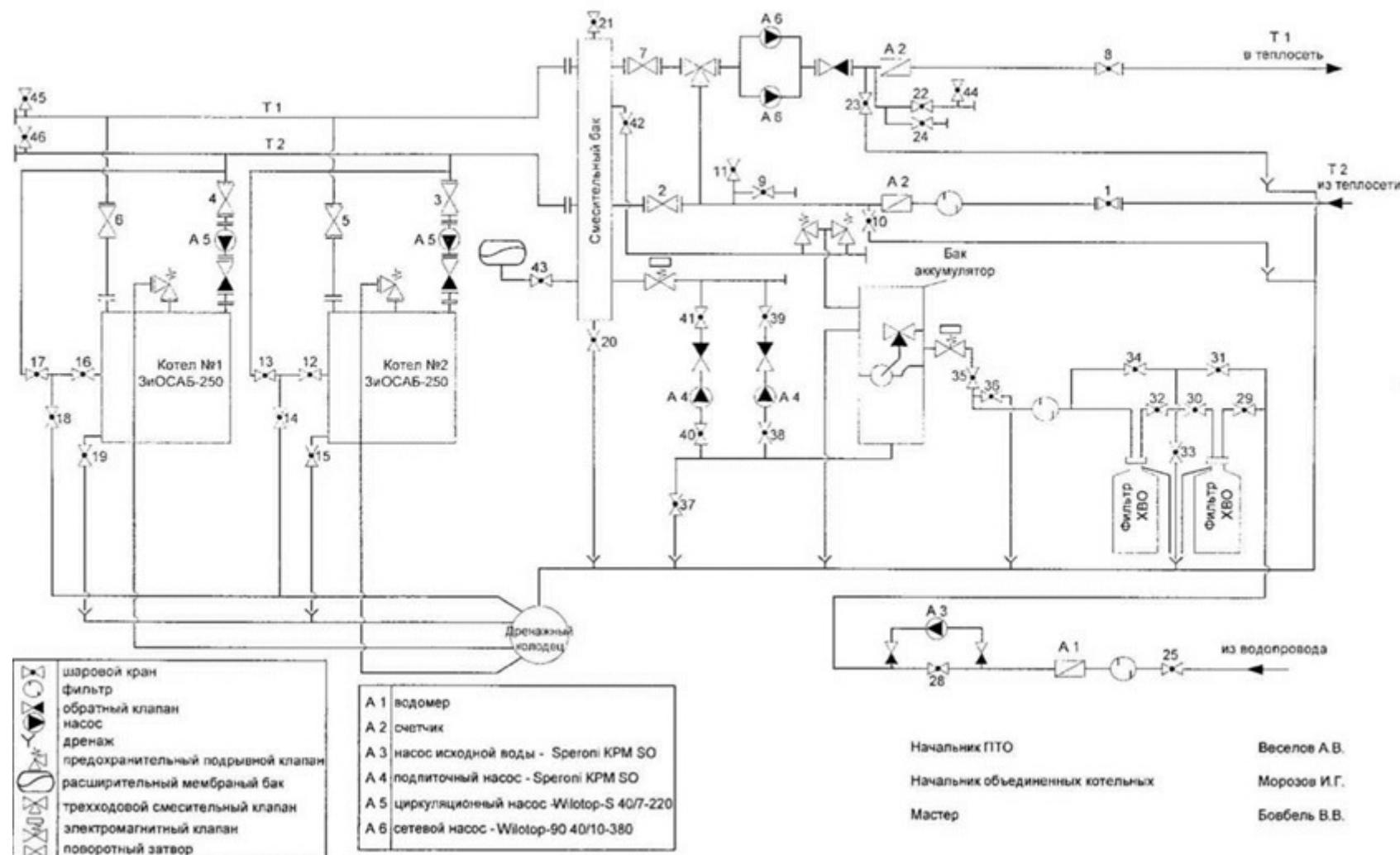


Рисунок 1.12 - Тепловая схема котельной «УПК»

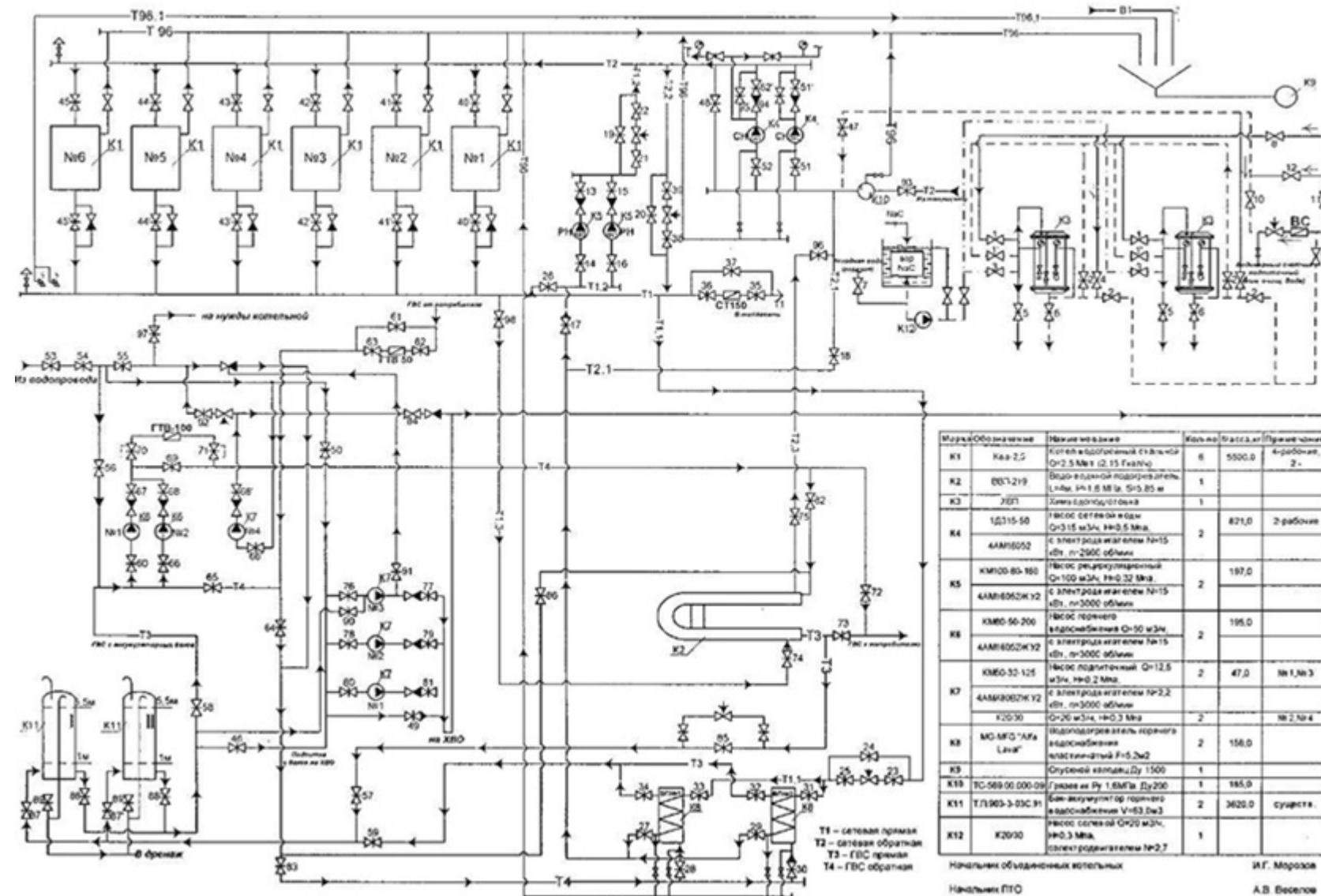


Рисунок 1.13 - Тепловая схема котельной «ХБК»

Схема трубопроводов
системы отопления и горячего водоснабжения
котельной "Школы № 2"

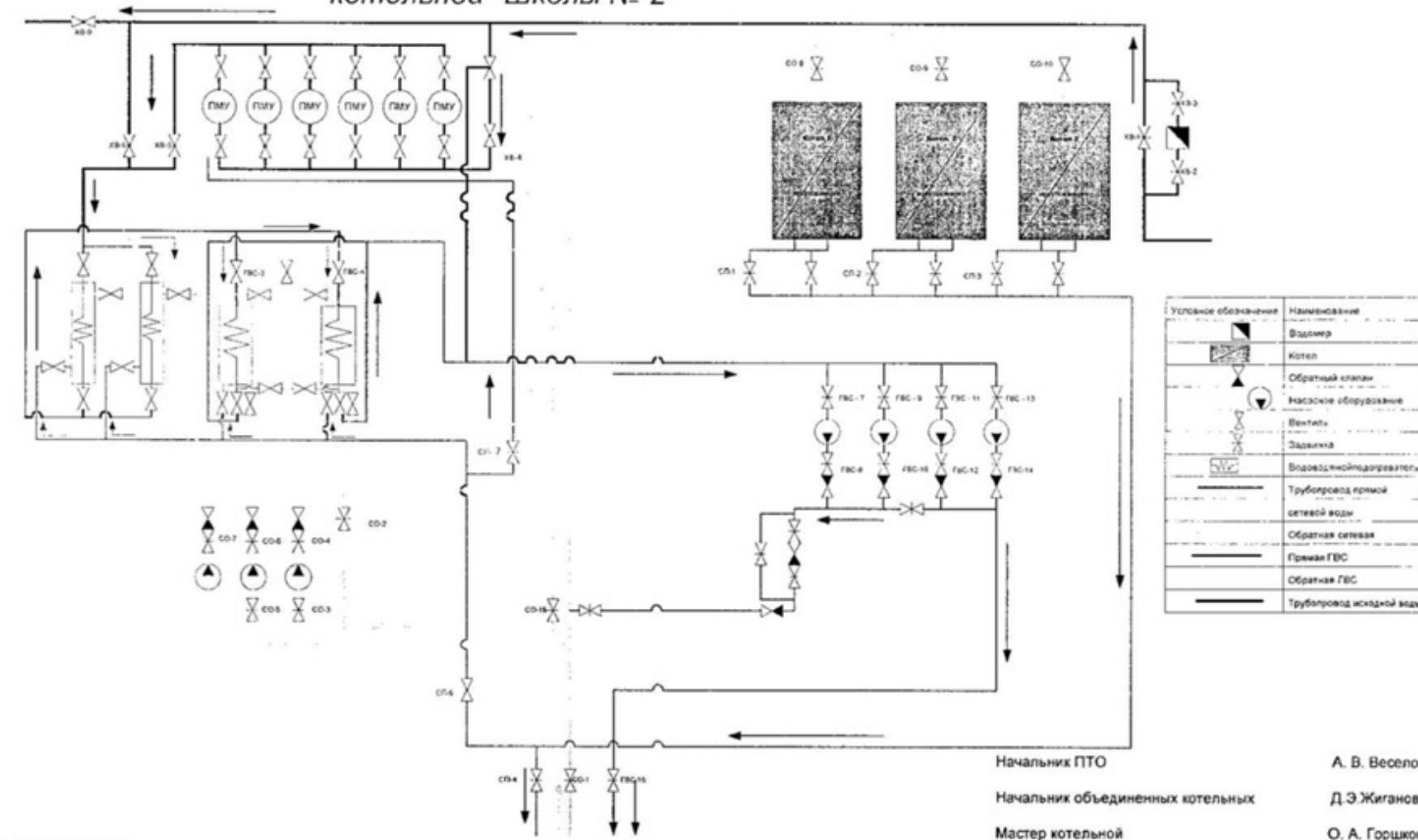


Рисунок 1.14 - Тепловая схема котельной «Школа №2»

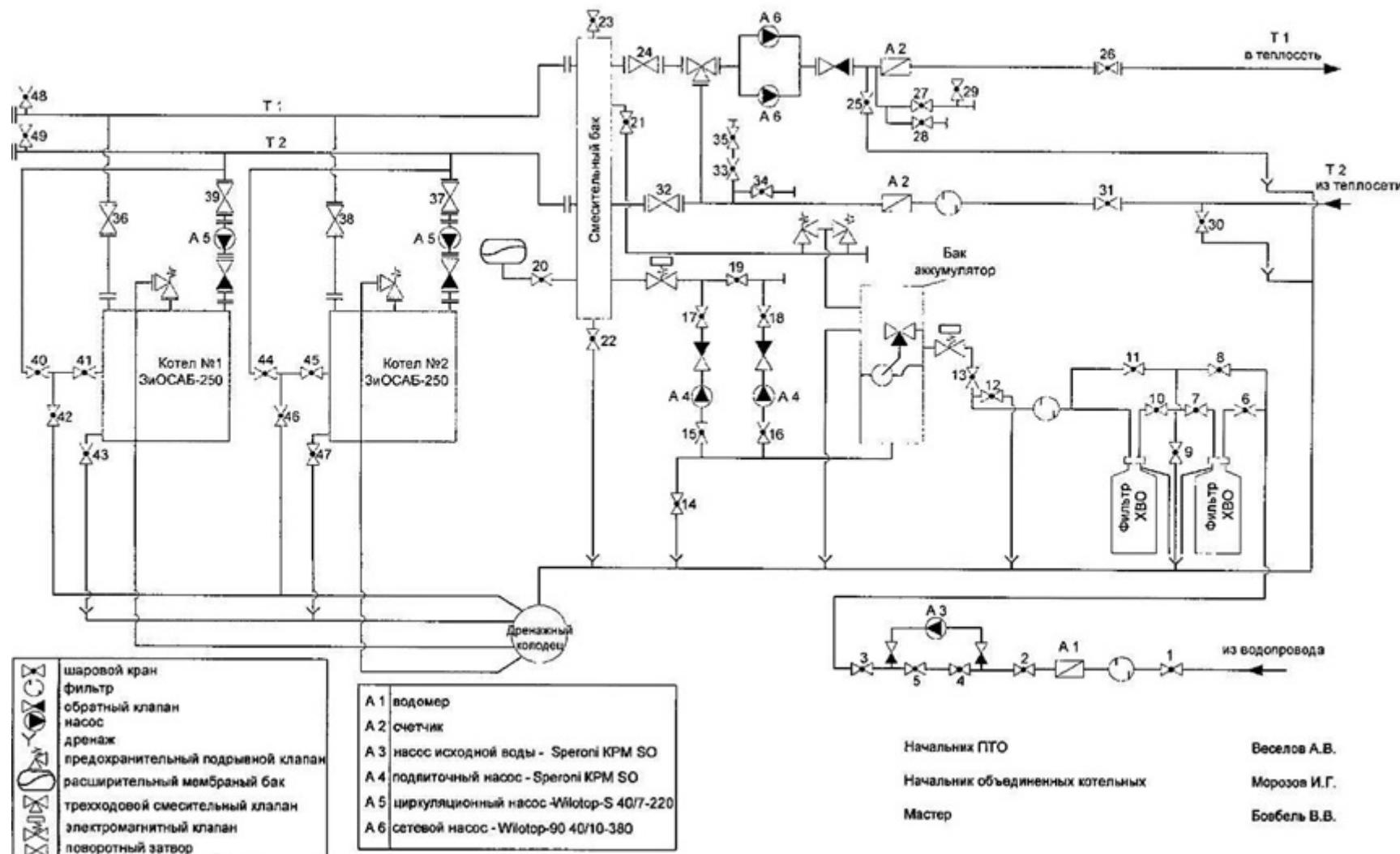


Рисунок 1.15 - Термовая схема котельной «Школа №24»

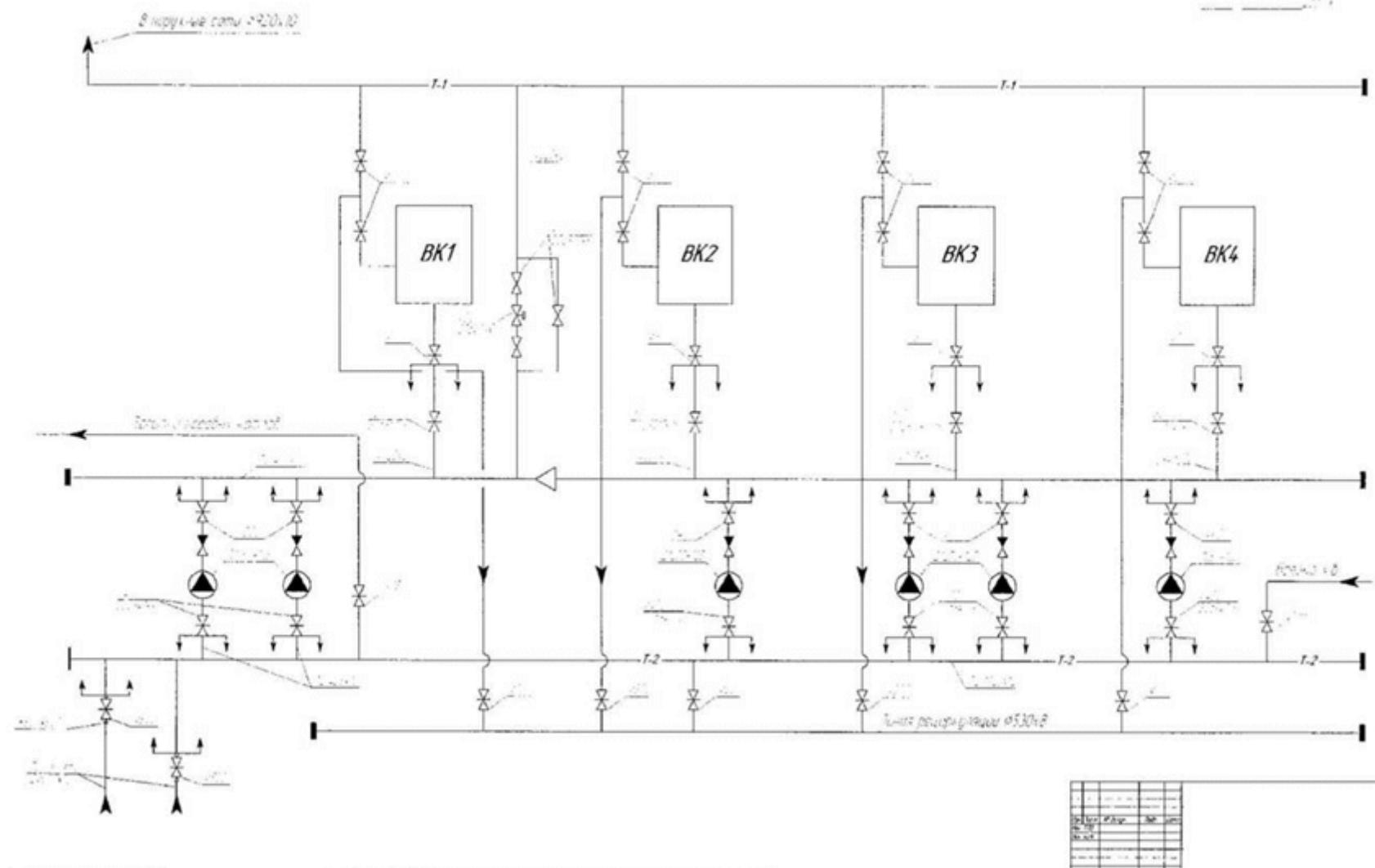


Рисунок 1.16 - Тепловая схема котельной «Южная»

Тепловая схема котельной «Сахаровское шоссе»

Главный инженер Тепловых сетей

Н.А. Болтушкин
2011г

2011r

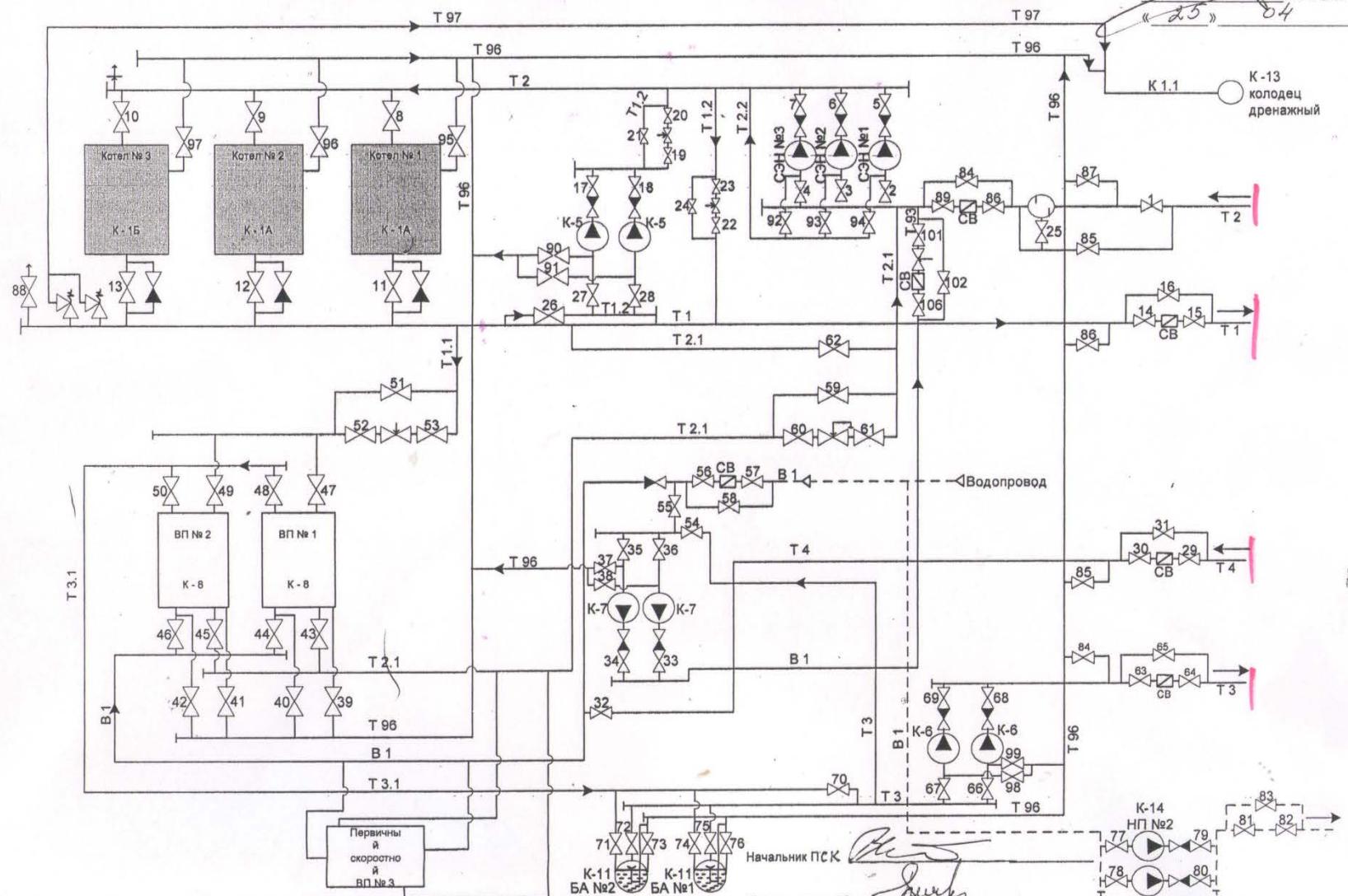


Рисунок 1.17 - Тепловая схема котельной «Сахаровское ш.»

Тепловая схема котельной Школа № 3

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

Тепловых сетей

Х.А. Болтушки

25

2011 г.

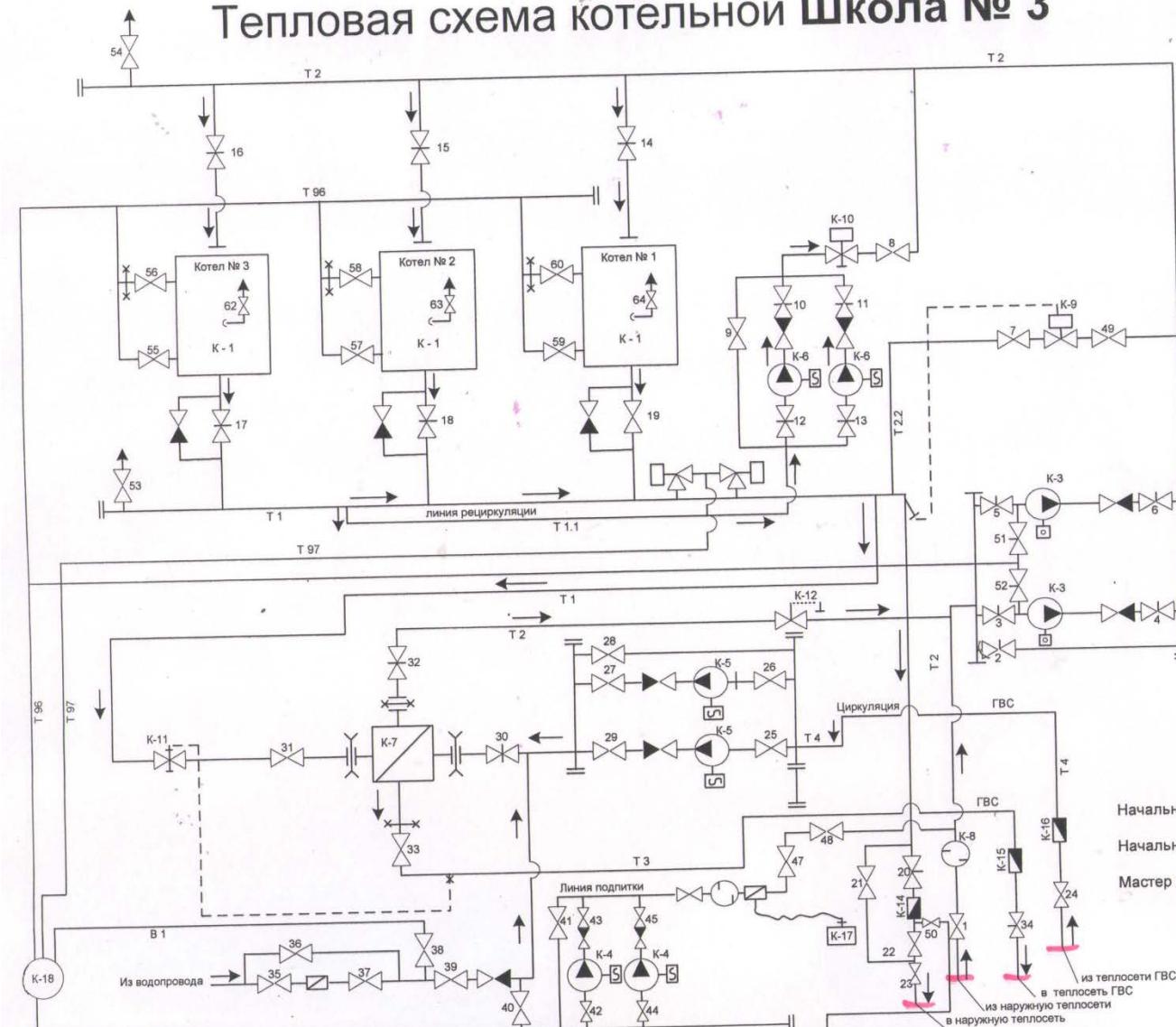


Рисунок 1.18 - Тепловая схема котельной «Школа №3»

Обозначение	Марка	Наименование
K-1	КВ-0,5-39	Котел водогрейный
K-3	К-80-65-150	Насос сетевой воды с эл. двигателем
K-4	АЛМС 2-20	Насос подпиточный с эл. двигателем
K-6	АЛМС 2-20	Насос циркуляционный с эл. двигателем
K-8	АЛМД49-120/2 М3-ГФ-0,7 м2	Насос циркуляционный с эл. двигателем
K-9	ФМ 150	Фильтр магнитный
K-10	25-4940 НК	Клапан регулирующий с исп. механизмом ЕСПА
K-11	РТ-ГВ	Регулятор давления
K-12	УРД	Сигнализатор давления
K-14	ВСТ-80	Сигнализатор давления в комплексе с теплопретчиком
K-15	ВСГ-32	Сигнализатор крыльчатый Ду 32
K-16	ВСГ-20	Сигнализатор крыльчатый Ду 20
K-17	«Комплексон 6» См «АС»	Сигнализатор крыльчатый Ду 15
K-18	Охлаждающий колодец	Блок ввода комплексонов

Начальник ПТО

Д.В. Соколов

Начальник ПСК

В.В. Леткин

Мастер котельной

Ю.В. Волошинов

1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Температура воды в системе отопления должна поддерживаться в зависимости от фактической температуры наружного воздуха по температурному графику, который разрабатывается специалистами-теплотехниками по специальной методике для каждого источника

теплоснабжения с учётом конкретных местных условий. Эти графики должны разрабатываться

исходя из требования, чтобы в диапазоне температур наружного воздуха отопительного

периода (от +8 °C до -29 °C) обеспечить тепловой поток (Q) достаточный для удовлетворения

потребности в тепловой энергии на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Значение теплового потока задаётся температурой наружного воздуха. Кроме того, для гидравлической устойчивости систем теплоснабжения требуется обеспечивать постоянство (при минимальном изменении) расхода теплоносителя (G) в системе теплоснабжения. Согласно формуле (1.2.7.1) разница температур теплоносителя в подающем (τ_1) и обратном (τ_2) трубопроводах компенсирует изменение температуры наружного воздуха. $G = Q \cdot 1000 / (\tau_1 - \tau_2)$ (1.2.7.1) Температура теплоносителя в подающем трубопроводе закрытых систем (τ_1) не должна быть ниже 70 °C, так как при более низких температурах нагрев водопроводной воды в теплообменнике до 60-65 °C будет невозможен. В результате такого ограничения график температур имеет вид ломаной линии с точкой излома приминимально допустимой температуры воды (рис. 1.2.7.1). Отсутствие средств смешения теплоносителя на тепловом вводе в здание ограничивает максимальное значение теплоносителя в подающем трубопроводе закрытых систем (τ_1) 95 °C.

Температура наружного воздуха, соответствующая точке «излома» или «срезки» графика, обозначается $t_{h''}$. При температурах наружного воздуха выше $t_{h''}$ центральное регулирование сезонной нагрузки во избежание перегрева помещений дополняется местным регулированием.

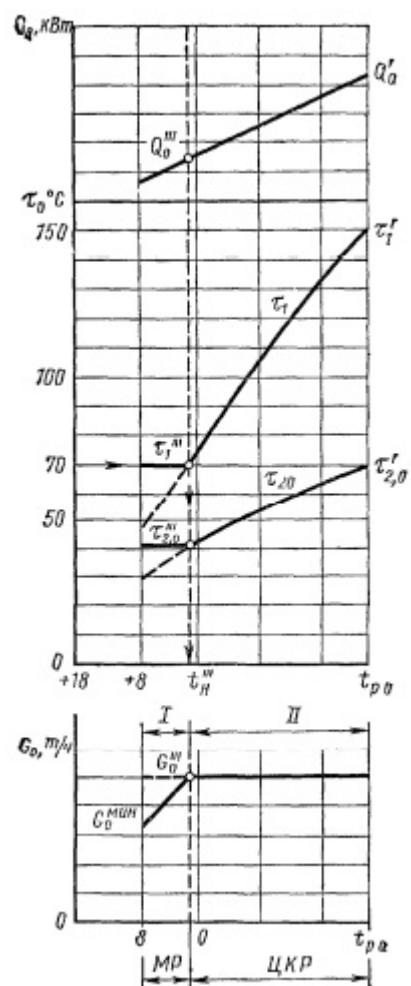


Рисунок 1.2.7.1. График температур, расходов тепла и сетевой воды при комбинированном регулировании отопительной нагрузки

МР – местное регулирование, ЦКР – центральное качественное регулирование, t'' – точка излома температурного графика, Q_0 – тепловая нагрузка на систему отопления; $t_{p,0}$ – расчетная отопительная нагрузка (определяется по СНиП).

При расчётах графика учитываются потери тепла (температуры воды) на участке от источника теплоснабжения до жилых домов. Современные системы теплоснабжения характеризуются наличием разнородных потребителей, отличающихся как видом теплопотребления, так и параметрами теплоносителя. Наряду с отопительными установками значительное количество тепла расходуется на горячее водоснабжение, возрастает вентиляционная нагрузка. При одновременной подаче тепла по двухтрубным тепловым сетям для разнородных потребителей центральное регулирование, выполняемое по преобладающей нагрузке, должно быть дополнено групповым и местным регулированием.

В зависимости от соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления центральное регулирование разнородной нагрузки производится по отопительной нагрузке или по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Центральное качественное регулирование по отопительной нагрузке принимается в системах теплоснабжения со среднечасовой нагрузкой горячего водоснабжения, непревышающей 15% от расчётного расхода тепла на отопление. Точка излома температурного графика делит отопительный период на два диапазона (рис 1.2.7.1.): I – в интервале наружных температур $t_n = 8^{\circ}\text{C} - t_n''$; II – в интервале температур $t_n'' - t_p.o.$

Граница между диапазонами находится графически в точке переселения кривой $t = f(t_n)$ с горизонтальной линией, соответствующей $t'' = 70^{\circ}\text{C}$.

График температур, приведенный на рис. 1.2.7.1., носит название отопительно-бытового.

Существующие графики температуры учитывают особенности технологического оборудования и позволяют качественно выполнять мероприятия по теплоснабжению города Твери

Система теплоснабжения г. Твери проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии.

Все источники теплоснабжения, работающие на «единую» сеть, используют утвержденный температурный график 150/70 °C со срезкой 120 °C. (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, Южная, Котельный цех). Котельная Мамулино, работает по графику 130/70 °C. Котельная Химинститут работает по графику 115/55°C. Остальные локальные котельные работают по графику 95/70 °C.

На протяжении последних десятилетий в городе Тверь наблюдается значительный разрыв между фактическим и проектным температурными графиками регулирования систем теплоснабжения. Такое положение дел вызвано снижением потерь тепловой энергии в результате применения новых методов повышения энергоэффективности зданий и сооружений. В связи с этим с 2019 года необходимо изменить температурный график работы источников тепловой энергии ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, Южная, Котельный цех на эксплуатационный график 115/70°C без «срезки» при качественном регулировании, что позволит обеспечить нормативную температуру внутри жилых помещений и помещений бюджетной сферы в отопительный период.

В зимний период отопительного сезона осуществляется центральное качественное регулирование отпуска тепла.

В летний период тепловая осуществляется количественное регулирование отпуска тепла, режим работы теплоисточника зависит от собранной, с учетом текущих и капитальных ремонтов схемы работы тепловых сетей и теплоисточников.

1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Исследование характера изменения тепловых нагрузок в течение года крайне важно для определения расходов топлива, рационального использования станционного оборудования, а также для технико-экономических расчетов при проектировании и эксплуатации системы теплоснабжения.

Среднегодовая загрузка источников тепловой энергии получена в ходе сбора исходной информации и на основании компьютерного моделирования тепловой системы города Твери. Анализ полученной информации сведен в таблицу 1.10.

Таблица 1.9- Среднегодовая загрузка источников теплоснабжения (водогрейные котельные)

Источник тепловой энергии	% загрузки оборудования	
	Отопительный период	Межотопительный период
BK-2	45,0	25
Котельная "Сахарово"	26,0	3,6
Котельная "Мамулино"	53,4	11,2
Котельная "Южная"	35,5	0,0
Котельная "ХБК"	34,3	1,9
Котельная "УПК"	5,5	0,0
Котельная "Поликлиника №2"	12,1	0,0
Котельная "Школа №2"	29,3	0,0
Котельная "Школа №24"	19,5	0,0
Котельная "Керамический з-д"	48,8	8,9
Котельная "ПАТП-1"	42,2	0,0
Котельная "ДРСУ-2"	27,0	6,3
BK-1	45,8	0,0
Котельный цех	37,9	10,5
Котельная "Школа №3"	17,8	0,0
Котельная "Сахаровское ш"	40,7	7,4
Котельная "Химинститута"	28,2	6,7

Источник тепловой энергии	% загрузки оборудования	
	Отопительный период	Межотопительный период
Котельная "Б.Перемерки	56,7	9,0
Котельная «ТКСМ-2»	63,0	33,0
Котельная ООО «Лазурная»	25,0	25,0
Котельная «КОМО»	33,0	5
Котельная ООО УК "Лазурь"	70	25
Котельная ОАО "ТВЗ	30	останов
Котельная Фрунзе д 2 корп 1	н/д	н/д
Котельная Склизкова д.6 корп.1	н/д	н/д
Котельная Склизкова д.108 корп 1	н/д	н/д
Котельная Планерная д.6	н/д	н/д

В межотопительный период поставку тепловой энергии осуществляют следующие источники: ТЭЦ-3; ТЭЦ-4; КЦ; котельная «Южная»; котельная «Сахарово»; котельные «Мамулино» и «Мамулино-2»; котельная «ХБК»; котельная «Керамический завод»; котельная «ДРСУ-2»; котельная «Химинститут»; котельная «ТКСМ-2»; котельная «Лазурная», котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД", котельная ООО "ИНТЭК", котельная ОАО "Центросвармаш", котельная ООО "Крикс", котельная ОАО "Волжский пекарь".

1.2.9. Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

Прежде всего, необходимо отметить, что энергопредприятие с проблемой учёта тепловой энергии и теплоносителей сталкивается дважды: как источник тепловой энергии, чтобы знать общий объём произведённой тепловой энергии и массы теплоносителя, а также их параметры для оценки технико-экономических показателей, и как поставщик (продавец) тепловой энергии и теплоносителя конкретным потребителям.

Двойное назначение измерений параметров теплоносителей.

Измерения таких параметров теплоносителей, как расход, давление и температура, фактически имеют двойное назначение. С одной стороны, они необходимы для учёта тепловой энергии и теплоносителей. С другой стороны, эти параметры необходимы технологам для контроля и управления технологическими процессами.

Особое внимание при этом уделяется контролю над возможными скачками давления, так как они могут приводить к гидравлическим ударам. В таком контроле очень заинтересованы тепловые сети.

Отечественные датчики для измерения температуры и давления теплоносителя по своим техническим характеристикам, в том числе и по характеристикам точности, соответствуют современным требованиям, и их достаточно на рынке приборостроения. Эти приборы имеют необходимую поддержку средствами поверки, и их эксплуатация не вызывает затруднений.

Для труб до 300 мм существует много отечественных расходомеров холодной и горячей воды. Это электромагнитные, вихревые, ультразвуковые, турбинные и другие счётчики-расходомеры. Как и датчики температуры и давления они соответствуют современным требованиям, их достаточно на рынке приборостроения, и они имеют необходимую поддержку средствами поверки.

Среди технических проблем учёта тепловой энергии и теплоносителей на источнике на первом месте стоит проблема измерения расхода сетевой и подпиточной воды в трубах диаметром от 400 до 1500 мм при скорости потоков в зависимости от назначения трубопровода, сезона и времени суток от 0,1 до 3,0 м/сек.

Учет тепловой энергии для данной СЦТ осуществляется сертифицированным парком приборов, установленных в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Таблица 1.10 – Приборы коммерческого и технического учета тепловой энергии/

Наименование источника	Прибор учета тепловой энергии			Примечание
	Марка	Год Установки	Место установки	
ТЭЦ-1	СПТ-961	2001	Магистральный трубопровод (вывод на ХБК)	Проверка 2012, до 2016 года
	СПТ-961	2001	Магистральный трубопровод (вывод на ПК)	Проверка 2012, до 2016 года
ТЭЦ-3	СПТ-961	2010	Магистральный трубопровод (I вывод)	Проверка 2010, до 05.2014 года
	СПТ-961	2010	Магистральный трубопровод (II вывод)	Проверка 2010, до 05.2014 года
	СПТ-961	2011	Магистральный трубопровод (вывод пос. Литвинки)	Проверка 2011, до 05.2015 года
ТЭЦ-4	СПТ-961	2002	Магистральный трубопровод (I вывод)	Проверка 2012, до 2016 года
	СПТ-961	2002	Магистральный трубопровод (II вывод)	Проверка 2012, до 2016 года
	СПТ-961	2002	Магистральный трубопровод (III вывод)	Проверка 2012, до 2016 года
ВК-1	СУ, КСД-2, ДМ, МЭД, КСМ2, ТСП	2000	Магистральный трубопровод	Проверка 2013, до 08.2014 года
ВК-2	СПТ-961	2009	-/-	Проверка 2013, до 2017 года
Котельный цех	СПТ-961	2004	Магистральный трубопровод	Проверка 2013, до 2017 года
Котельная «Сахаровское ш.»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Школа №3»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Южная»	СПТ-961.1	2012	Магистральный трубопровод	Проверка 2012, до 2016 года
Котельная «Сахарово»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Мамулино»	Отсутствует	-	-	Требуется установка

Котельная «Мамулино-2»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ХБК»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ПАТП-1»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ДРСУ-2»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Школа №2»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Керамический з-д»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «УПК»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Поликлиника № 2»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Школа №24»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Химинститут»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ТКСМ-2»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Элеватор»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «КОМО»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ОКБ»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «Локомотивное депо»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «ТВЗ»	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная ООО УК "Лазурь"	Отсутствует	-	-	Требуется установка
Котельная «в/ч 03156»	Отсутствует	-	-	Требуется установка

1.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии представлена только ООО «Тверская генерация». Всё оборудование проходит плановые и капитальные ремонты. Крупных отказов оборудования, повлекших за собой снижение качества теплоснабжения потребителей тепловой энергии, за время эксплуатации не зафиксировано.

Таблица 1.11 – Перечень инцидентов (отказов оборудования) на тепловых источниках ООО «Тверская генерация»

1	2	3	4	5
1	17.01.17	ТЭЦ-3	КТЦ	<p>16.01.2017 г. в 22:45 персонал КТЦ при обходе выявил течь воды и парение из нижней части топки водогрейного котла № 4.</p> <p>17.01.2017 г. в 07:15 персонал отключил ВК-4 в ремонт и загрузил водогрейный котел № 3.</p> <p>Электрическую нагрузку ТЭЦ-3 не снижала.</p> <p>Причина инцидента: Причиной отключения ВК-4 послужило повреждение трубы заднего экрана котла.</p>
2	05.03.17	ТЭЦ-4	ТЦ	05.03.2017 года в 11:58 защитой «Снижение давления вакуума в конденсаторе» отключен турбоагрегат ст.

				<p>№4 со снижением нагрузки до 0 МВт. Масляный выключатель т/г ст. №4 не отключался.</p> <p>05.03.2017 года в 12:00 после установления причины срабатывания защиты турбоагрегат ст. №4 включен в работу и взята электрическая нагрузка.</p> <p>Причина инцидента: При отключении основного эжектора с целью установления причины ухудшения жесткости основного конденсата турбины не была закрыта арматура ДОЭ-1, ДОЭ-2 (линия дренажа основного эжектора в коллектор дренажей и конденсатор турбины).</p>
3	07.03.17	ТЭЦ-3		<p>07.03.2017 г. в 05:30 персонал КТЦ при обходе выявил шум в верхней части топки БКЗ-210-140 ст. № 4.</p> <p>07.03.2017 г. в 06:18 в Тверское РДУ подано оперативное уведомление на 07.03.2017 г. с 09-00 до 24-00 на снижение электрической нагрузки Рmax/Рмин до 125/118 МВт.</p> <p>07.03.2017 г. в 08:55 персонал отключил КА-4 в ремонт.</p> <p>Электрическую и тепловую нагрузки ТЭЦ-3 не снижала.</p> <p>Причина инцидента: Причиной отключения КА-4 послужило повреждение поверхности нагрева. Точное место повреждения будет определено после расхолаживания котла.</p>
4	13.03.17	ТЭЦ-4	КЦ	<p>13.03.2017 года в 22:30 обнаружена течь водогрейного котла ст. №2 тип КВГМ-100 в районе конвективной части верхнего пакета левая сторона.</p> <p>13.03.2017 года в 23:05 включен в работу водогрейный котел ст. №3.</p> <p>13.03.2017 года в 23:10 остановлен водогрейный котел ст. №2.</p> <p>Возможной причиной появления течи явился разрыв трубы конвективной части водогрейного котла.</p>
5	19.03.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>19.03.17. в 19:02 машинистом турбины был зафиксирован останов турбоагрегата ст. №1 в журнале событий СВИД (система вибрации и диагностики) по осевому сдвигу ротора.</p> <p>Электрическая нагрузка станции снижена на 4 МВт.</p> <p>19.03.2017 г. в 19:02 по аварийной заявке турбоагрегат ст. №1 выведен в ремонт.</p> <p>Причина инцидента: Ложное срабатывание «Защиты по осевому сдвигу ротора».</p>
6	08.04.17	ТЭЦ-1	КТЦ	<p>08.04.201. в 03:00 на ТЭЦ-1 произошло падение давления в Волжском, направлены ДЭМ и машинист турбин на БНС. ЦЭН-4 находился в работе создавал давление около 0.2 кгс/см², провели пуск насоса ЦЭН-2 давление создалось только до задвижки Ц-7, а в водоводе</p>

				<p>давление не создавалось. прекратилась подача воды с БНС на ТЭЦ-1. С прекращением подачи воды в циркводовод прекратилось поступление воды на охлаждение масла в маслоохладители ТГ-4. В 03:27 температура масла на подшипниках достигла 69оС, было принято решение остановить ТГ-4. В 03:28 08.04.2017г. ТГ-4 был остановлен персоналом, воздействуя вручную на автомат безопасности и отключение от системы. В 4 часа 20 минут был отключен от главного паропровода котел №3.</p> <p>На БНС персоналом проводились операции в ручную по открытию задвижки Ц-7 и Ц-11.</p> <p>В 05:58 08.04.03.2017 повторно запущен в работу ЦЭН-2 после открытия задвижки Ц-7. и в 06:10 вода пришла на всас к насосам технической воды ТЭЦ-1, повысилось давление в циркуляционном водоводе до 0,7 кгс/см² и вода подана на маслоохладители ТГ-4. В 06:20 приступили к растопке котла №3. В 07:35 котел №3 подключен к главному паропроводу. В 08:00 НСС дал команду НС КТЦ на подготовку к пуску и пуск ТГ-4 в работу.</p> <p>Причина инцидента: нагрев подшипников агрегата в связи с прекращением подачи охлаждающей воды на маслоохладители. Причина прекращения подачи охлаждающей воды на маслоохладители – падение давления в Волжском водоводе срыв насоса ЦЭН-4 и прекращение подачи воды с БНС на ТЭЦ-1</p>
7	10.04.1 7	ТС		<p>03.10.2016г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения в тк-110-2 и тк-117-10 по наб. Тьмаки и ул. Достоевского. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 20 мин 10.04.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
38	25.04.1 7	ТЭЦ- 3	КТЦ	<p>25.04.2017 г. в 17:10 отключен действием токовой отсечки конденсатный насос КЭН-1Б турбины № 1. При включении по АВР отключен действием токовой отсечки конденсатный насос КЭН-1А.</p> <p>25.04.2017 г. в 17:19 персонал КТЦ разгрузил турбину № 1 до №=0 МВт и дал сигнал на ГШУ «Машина в опасности». НСС отключил турбогенератор № 1 от системы.</p> <p>При наборе электрической нагрузки турбогенератора № 2 произошло снижение давления газа после ГРУ. Машинист котлов принял попытку поднять давление</p>

				<p>газа открытием регулятора № 2 нитки № 1 ГРУ, но не успел.</p> <p>25.04.2017 г. в 17:23 котлоагрегаты БКЗ-210-140 ст. № 2, 3 отключены действием технологической защиты по факту недопустимо низкого понижения давления газа перед котлами. Электрическая нагрузка турбогенератора № 2 кратковременно снизилась до $N_e=9,2$ МВт. В 17:33 ротор турбины № 1 взят на ВПУ.</p> <p>В 17:40 растоплен котлоагрегат БКЗ-210-140 ст. № 3, в 17:50 КА-3 включен в магистраль.</p> <p>В 17:50 растоплен котлоагрегат БКЗ-210-140 ст. № 2, в 18:00 включен в магистраль.</p> <p>В 18:00 подняли $N_e=60$ МВт, с 18:25 $N_e=85$ МВт.</p> <p>25.04.2017 г. в 18:25 в Тверское РДУ подано оперативное уведомление на вынужденный простой турбогенератора № 1 до 24-00 26.04.2017 г.</p> <p>Причина инцидента: Причиной отключения ТА-1 послужил выход из строя обоих конденсатных насосов.</p>
8	27.04.17	ТЭЦ-3	КТЦ	<p>27.04.2017 г. в 01:24 турбину ПТ-60-130/13 ст. № 1 включили в сеть после вынужденного простоя.</p> <p>27.04.2017 г. в 02:00 на турбине № 1 самопроизвольно закрылись регулирующие клапаны ЦВД, электрическая нагрузка турбогенератора № 1 снизилась с 12 МВт до нуля. Попытка персонала открыть клапаны оказалась неуспешной.</p> <p>27.04.2017 г. в 02:03 турбину ПТ-60-130/13 ст. № 1 отключили от сети.</p> <p>27.04.2017 г. в 03:16 в Тверское РДУ подано оперативное уведомление на аварийный ремонт ТГ-1 до 24:00 27.04.2017 г.</p> <p>Причина инцидента: Причиной отключения ТА-1 послужило закрытие регулирующих клапанов турбины из-за отказа системы регулирования. Причина отказа системы регулирования турбины № 1 устанавливается.</p>
9	29.04.17	ТЭЦ-3	КТЦ	<p>В 18:35 отключен защитой сливной насос ПНД-2Б турбины № 2, конденсат ПНД-3 турбины № 2 переведен на конденсатор.</p> <p>Причина инцидента: Причина отключения сливного насоса ПНД-2Б – нагрев 4 го подшипника с последующим заклиниванием, выход из строя электродвигателя (обрыв обмотки).</p>
10	29.04.17	ТЭЦ-3	Территория стройдвора	Пожар возник в здании здания бытового помещения, построенного арендатором ООО«Тверьэнергоальянс» (Потапкиным С.С.). Кирпичная часть здания не пострадала, выгорела частично деревянная часть. Пожарную охрану вызывал персонал ООО«Тверьэнергоальянс».
11	06.05.17	ПСК	ВК-1	Водогрейный котел ПТВ-50 станционный номер 2 06.05.2017г. в 08 час. 00 мин. в результате посадки на фидере № 9 произошло отключение котла защитами по

				напряжению. Причина инцидента: посадка на фидере № 9.
12	17.05.17	ПСК	ВК-1	Водогрейный котёл ПТВМ-50 станционный номер 2 17.05.2017г. в 01 час. 35 мин. в результате глубокой посадки напряжения на фидере № 8. в сетях МУП Горэлектро произошло отключение котла защитами по «понижению давления за котлом » по причине отключения сетевого насоса №4 Dy=500 мм Причина инцидента: глубокая посадка напряжения на фидере № 8. в сетях МУП «Горэлектро»
13	02.06.17	ТЭЦ-4	ТЦ	01.06.17. в 23:52 при проведении пусковых операций на т/а ст. №1 произошел пробой уплотнительной прокладки расходомерной шайбы паропровода производственного отбора пара 15 ата т/а ст. №7. Пусковые операции прекращены. 02.06.2017 г. в 01:00 по аварийной заявке турбоагрегат ст. №1 выведен в ремонт. Причина инцидента: Пробой уплотнительной прокладки расходомерной шайбы паропровода производственного отбора пара 15 ата т/а ст. №7.
14	16.06.17	ОК	Котельная Химинститута	Водогрейный котёл ПТВМ-30-М-4 станционный номер 2 16.06.2017г. в 06 час. 07 мин. в результате глубокой посадки напряжения в сетях МРСК произошло отключение котла Причина инцидента: глубокая посадка напряжения в сетях МРСК
15	19.06.17	ОК	ВК ДРСУ	Котельная ДРСУ-2 19.06.2017г. в 15 час. 30 мин. в результате глубокой посадки напряжения в сетях МРСК произошло отключение котельной Причина инцидента: глубокая посадка напряжения в сетях МРСК
16	20.06.17	ТЭЦ-1	ВК-2	При обходе оборудования мастером ВК-2 Тормышевым Э.М. в 1100 20.06.17 было обнаружено снижение давления в обратном трубопроводе котельной до 0 кг/см2. Мастером ВК-2 Тормышевым Э.М. был дан совет оператору ВК-2 Ковалькову Д.Л. снизить прокачку в теплосеть до 900 т/ч, что и было сделано. Давление в обратном трубопроводе стабилизировалось на 0,5 кг/см2. В 1330 давление в обратном сетевом трубопроводе поднялось до 0,8 кг/см2, оператор 5р. Ковальков Д.Л. начал увеличивать прокачку в теплосеть до 1100 т/ч

				<p>задвижкой С 17, при этом прокачка через котел снизилась до 300 т/ч и сработала защита к/а №2. Оперативный персонал выполнил операции по останову котла и доложил НСС, вызвал электрослесаря ЦТАИ.</p> <p>В 1430 электрослесарь ЦТАИ приступил к растопке согласно инструкции по эксплуатации котла ПТВМ-30М.</p> <p>При подготовке к растопке было необходимо снять блокировку с газовой задвижки 2Г-2, на что понадобилось время.</p> <p>В 1600 приступили к розжигу горелок к/а №2, в 1610 произведена растопка, в 1630 вышли на заданный режим.</p> <p>Причина инцидента: При гидравлическом испытании ТС резко снизилось давление в обратном сетевом трубопроводе. При попытке повысить давление в обратном сетевом трубопроводе, оператор Вк-2 воздействовал на задвижку С-17. Но защита сработала раньше.</p>
17	21.06.17	ОК	ВК ДРСУ-2	<p>Котельная ДРСУ-2</p> <p>21.06.2017г. в 15 час. 22 мин. в результате аварийной остановки подстанции ТП-863 произошло отключение котельной</p> <p>Причина инцидента: Аварийный останов подстанции ТП-863</p>
18	22.06.17	ТС		<p>22.06.2017г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-23А и тк-24А по ул. Резинстроя. Было принято решение об отключении поврежденного участка. В 16 час 15 мин 22.06.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=700 мм</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
19	27.06.17	ОК	ВК ДРСУ-2	<p>Котельная ДРСУ-2</p> <p>27.06.2017г. в 11 час. 15 мин. в результате кратковременного переключения выполняемого МУП «Горэлектро», произошел останов водогрейного котла. В 11 час 25мин 27.06.2017 подано напряжение.</p> <p>Причина инцидента: Переключения выполняемые МУП «Горэлектро»</p>
20	27.06.17	ОК	ВК ДРСУ-2	<p>Котельная ДРСУ-2</p> <p>27.06.2017г. в 13 час. 00 мин. в результате кратковременного переключения выполняемого МУП «Горэлектро», произошел останов водогрейного котла.</p> <p>Останов котельной «ДРСУ-2», котел № 1 по адресу поселок ДРСУ – 2</p>

				Причина инцидента: Переключения выполняемые МУП «Горэлектро»
21	08.07.17	ТЭЦ-4		<p>в период с 15:23 до 16:29 зафиксировано отсутствие поступления телеметрической информации по основному и резервному каналам ТМ с ТЭЦ-4 в Тверское РДУ.</p> <p>Причина инцидента: Выход из строя источника бесперебойного питания.</p>
22	26.07.17	ОК	Котельная «Южная»	<p>В 06 час 05мин 26.07.2017 котельная запущена с питанием от 2 ввода. В 08-15 подано напряжение на 1 ввод. С 8-15 котельная работает на 2-х вводах</p> <p>Причина инцидента: Авария на ГПП «Газоочистка» 110/6 кВ</p>
23	07.08.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>07.08.17. в 03:00 при проведении пусковых операций на т/а ст. №4 произошел пробой уплотнительной прокладки на линии «Пар на ОЭ т.а.№ 4». Пусковые операции прекращены.</p> <p>05.08.2017 г. в 05:00 силами дежурного слесаря заменена прокладка на линии «Пар на ОЭ т.а.№ 4». В 05:37 произведен толчок ротора т.г. № 4. 08:43 т.г. № 4 включен в работу.</p> <p>Причина инцидента: Пробой уплотнительной прокладки на линии «Пар на ОЭ т.а.№ 4».</p>
24	15.08.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>15.08.17. в 06:05 т.г. № 4 был синхронизирован и включен в сеть. В 07:23 сработала защита по снижению вакуума, т.г. был отключен.</p> <p>Причина инцидента: При включении линии подачи конденсата в деаэраторы 6 ата пропуск среды через задвижку ВК-9 (задвижка обводной линии ПНД-1 Ду = 150 мм), при визуально открытом положении штока, отсутствовал (ПНД-1 т/а ст. №4 был выведен в ремонт из-за протечек воды по анкерным болтам. Перед пуском турбоагрегата оперативным персоналом подогреватель низкого давления был опрессован. Замечаний не было.). По причине отсутствия протока произошло резкое увеличение уровня конденсата, что привело к срабатыванию «Защиты по снижению вакуума».</p>
25	17.08.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>В 10:04 17.08.2017 г. сработала защита по снижению вакуума, т.г. № 4 был отключен.</p> <p>Причина инцидента: Нарушение контакта кнопки "СТОП" в схеме управления задвижки 3-С-1 привело к её закрытию, и как следствие, прекращению циркуляции воды через конденсатор и снижению вакуума до</p>

				уставки срабатывания защиты -0,15 кгс/см2.
26	18.08.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>18.08.2017. в 12:30 оперативным персоналом был замечен посторонний шум и парение из-под защитного кожуха т/г ст. №5 в районе клапанной коробки.</p> <p>18.08.2017 в 13:29 подано в РДУ ОУ по т/г ст. №5.</p> <p>18.08.2017 г. в 13:59 по аварийной заявке т/г ст. №5 выведен в ремонт.</p> <p>Причина инцидента: Разуплотнение разъема клапанной коробки т/г ст. №5.</p>
27	28.08.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>28.08.17 проводились пусковые операции на т/г №1. Включение в сеть планировалось с 08:00 до 09:00. В 08:56 при 800 об/мин. сработала «Защита по осевому сдвигу ротора». Пусковые операции прекращены.</p> <p>28.08.2017 г. в 09:30 после выяснения причины срабатывания защиты т/г №1 включен в сеть.</p> <p>Причина инцидента: Ложное срабатывание «Защиты по осевому сдвигу ротора».</p>
28	004.09.17	ОК	ВК Химинститут	<p>04.09.2017г. в 18 час. 30 мин. в результате падения давления в сетевом трубопроводе произошло отключение котла</p> <p>Причина инцидента: несогласованность действий подрядной организации ООО «Инфрастрой» с диспетчерской службой ООО «ТГ», а также с начальником участка тепловых сетей и котельной ВК «Химинститут»</p>
29	16.09.17	ОК	ДРСУ	<p>16.09.2017г. в 09 час. 45 мин. в результате несанкционированного разрыва поврежден высоковольтный кабель.</p> <p>В 11 час 10мин 16.09.2017 восстановлено электроснабжение.</p> <p>Причина инцидента: Несанкционированное разрывание (виновник разрыва не установлен)</p>
30	26.09.17	ОК	Поликлиника №2	<p>26.09.2017г. в 15 час. 00 мин. в результате срабатывания автоматики безопасности по снижению давления сетевой воды. 26.09 на16-10 авария не устранена.</p> <p>Причина инцидента: Разрыв у потребителя.</p>
31	03.10.17	ОК	Поликлиника №2	<p>03.10.2017г. в 01 час. 36 мин. в результате падения давления в сети отопления поликлиники № 2 произошел останов котельной Поликлиники № 2.</p> <p>Причина инцидента: Падение давления в сети отопления поликлиники</p>
32	04.10.17	ОК	Котельная ХБК	<p>03.10.2017г. в 23 час. 40 мин. в результате посадки напряжения в сетях МУП "Горэлектро" останов котельной «ХБК»</p> <p>04.10.17 в 00 часа 20 мин восстановлено электроснабжение</p>

				Причина инцидента: Посадка напряжения в сетях МУП "Горэлектро"
33	05.10.17	OK	Поликлиника №2	<p>05.10.2017г. в 13 час. 20 мин. в результате отключения электроэнергии останов котельной «Поликлиника 2»</p> <p>05.10.17.г. в 14 часов 00 мин запущен генератор котельной.</p> <p>05.10.17.г. в 14 часов 20 минут подано электричество.</p> <p>Причина инцидента: Аварийное отключение на сетях МУП "Горэлектро" фидера №1 ТП-23</p>
34	12.10.17	OK	ДРСУ	<p>12.10.2017г. в 10 час. 10 мин. в результате переключений на сетях МУП "Горэлектро" останов котельной «ДРСУ»</p> <p>В 10 час 50 мин 12.10.2017 подано напряжение , в 10 час 51 мин 12.10.2017г котельная включена в работу в ручном режиме</p> <p>Причина инцидента: переключение на сетях МУП "Горэлектро"</p>
35	12.10.17	OK	ДРСУ	<p>12.10.2017г. в 14 час.50 мин. в результате переключений на сетях МУП "Горэлектро" останов котельной «ДРСУ»</p> <p>В 15 час 15мин 12.10.2017 подано напряжение , в 15 час 20мин 12.10.2017г котельная включена в работу в ручном режиме</p> <p>Причина инцидента: переключение на сетях МУП "Горэлектро"</p>
36	14.10.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>14.10.2017. в 14:14 машинистом турбины был зафиксирован останов турбоагрегата №1 в журнале событий СВИД (система вибрации и диагностики) по аварийному повышению вибрации подшипников.</p> <p>14.10.2017. в 14:14 турбоагрегат ст. №1 по аварийной заявке выведен в ремонт.</p> <p>14.10.2017 в 18:02 после выявления и устранения причины ложной работы защиты т/а ст. №1 был включен в работу.</p> <p>Причина инцидента: Ложная работы защиты «Аварийное повышение вибрации подшипников»</p>
37	19.10.17	OK	Котельная «ХБК»	<p>19.10.2017г. в 12час.00мин. в результате падения давления в теплосети, произошел останов котельной ХБК.</p> <p>В 12 часов 50 мин найдена утечка в подвале дома №40 по ул. Восстания. 19.10.17 г. в 13часов 50мин котельная включена в работу.</p> <p>Причина инцидента: порыв трубы Ø89 в подвале дома №40 по ул. Восстания</p>

38	30.10.1 7	OK	Поликлиника № 2	30.10.2017г. в 01 час.00 мин. в результате аварийного отключения электроэнергии на сетях МУП " Горэлектро" Причина инцидента: аварийное отключение на сетях (10кВ) МУП "Горэлектро"
39	30.10.1 7	OK	Котельная «ХБК»	30.10.17 г.в 2 часов50 мин подано напряжение.30.10.17 г. в 03 часов10мин котельная включена в работу Причина инцидента: аварийного отключение (10кВ) на сетях МУП "Горэлектро"
40	06.11.1 7	OK	Котельная «Южная»	06.11.17 г.в13 час 20 мин котёл № 1 остановлен.06.11.17 г. в 16 час 40 мин включен в работу котёл КВ-ГМ-100-150 ст. № 4 зав № 6365 Причина инцидента: Аварийное отключение водогрейного котёла КВ-ГМ-50-150М ст.№1, в результате течи из под фланца с болтовым соединением, верхнего коллектора промежуточного экрана.
41	10.11.1 7	OK	Котельная «ХБК»	10.11.2017г. в 13 час. 45 мин. в результате аварийного отключения электроэнергии фидера № 10 на подстанции «Пролетарская» филиала ПАО «МРСК-Центра»-«Тверьэнерго», произошел останов котельной ««ХБК»», котел № 3,4,5,6 по адресу б-р Профсоюзов д.9., к 2. Причина инцидента: аварийное отключение электроэнергии фидера № 10 на подстанции «Пролетарская» филиала ПАО «МРСК-Центра»-«Тверьэнерго».
42	14.11.1 7	OK	Котельная «Сахарова»	14.11.17 г. 07 час 15 мин после аварийного отключения в сетях Тверского филиала "МРСК-Центра" ОАО "Тверьэнерго" РЭС "Калининский" остановились насосы повышительный, рециркуляции и ГВС на ЦП "Сахарово". Причина инцидента: аварийное отключение в сетях Тверского филиала "МРСК-Центра" ОАО "Тверьэнерго" РЭС "Калининский".
43	15.11.1 7	OK	Котельная ДРСУ-2	15.11.2017г. в 14 час. 00 мин. в результате ремонтных работ на сетях МУП "Горэлектро" произошел останов котельной ДРСУ-2. Причина инцидента: ремонтные работы на сетях МУП "Горэлектро"
44	21.11.1 7	OK	Котельная «Южная»	21.11.17 г.в 03 час 00 мин котёл № 4 остановился в результате срабатывания защиты по "давлению воздуха".21.11.17 г. в 03 час 40 мин включен в работу котёл КВ-ГМ-50-150 ст.№1. 21.11.17 г. в 03 час 50 мин вклю-

				чен в работу котёл КВ-ГМ-50-150 ст.№2. Причина инцидента: аварийное отключение водогрейного котла КВ-ГМ-100-150 ст.№4, в результате останова вентилятора ДН-21-М
45	26.11.17	OK	Котельная «Школа №2»	26.11.2017г. в 18 час. 50 мин. в результате аварийного отключения на сетях МУП "ГорЭлектро", произошел останов котельной ««Школа №2»», котел № 1 зав. № 970 по адресу ул.Машинистов. 22 Причина инцидента: аварийное отключение на сетях МУП "ГорЭлектро"
46	29.11.17	OK	Котельная ДРСУ-2	29.11.2017г. в 22 час. 40 мин. в результате аварийного отключения на сетях МУП "Горэлектро" произошел останов котельной ДРСУ-2, котел № 2,по адресу поселок ДРСУ - 2. Причина инцидента: Аварийное отключение на сетях 6 кВ МУП "Горэлектро"
47	30.11.17	OK		30.11.2017г. в 11 час. 30 мин. в результате аварийного отключения на сетях МУП "Горэлектро", произошёл останов котельной ДРСУ-2, котел № 2,по адресу поселок ДРСУ - 2 Причина инцидента: Аварийное отключение на сетях 6 кВ МУП "Горэлектро"
48	30.11.17	OK	Котельная ДРСУ-2	30.11.2017г. в 18 час. 50 мин. в результате аварийного отключения на сетях МУП "Горэлектро", произошёл останов котельной ДРСУ-2 Причина инцидента: Аварийное отключение на сетях 6 кВ МУП "Горэлектро"
49	01.12.17	OK	Котельная «Школа № 24»	01.12.2017г. в 13 час. 10 мин. в результате аварийного отключения электроэнергии МУП «Горэлектро», произошел останов котельной ««Школа № 24»», котел № 1 по адресу ул. Линейная, 81 Причина инцидента: Аварийное отключение электроэнергии электроэнергии МУП «Горэлектро».
50	05.12.17	ТЭЦ-4	КЦ	05.12.2017. в 08:25 на фидере 46-01 на одной фазе появилась земля со стороны потребителя «Искож». 05.12.2017 в 08:29 «Защитой от замыкания на землю» отключился вентилятор котла №15. 05.12.2017 в 08:29 «Защитой по отключению дутьевого вентилятора» отключился котел №15. 05.12.2017 г. в 08:29 по аварийной заявке к/а №15 выведен в ремонт. Причина инцидента: Отключение вентилятора «Защи-

				той от замыкания на землю».
51	06.12.1 7	ТС		<p>14.11.2017 г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе на участке между тк-341 и тк-342 по ул.К.Маркса. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 09 час 10 мин 06.12.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>

Итого: Всего 51 инцидентов за 2017 год

11 – доложены в РДУ (ТЭЦ-3 – 3, ТЭЦ-4 – 8).

1.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Действуют следующие предписания:

1. ЦУ Ростехнадзора 6 предписаний:

1.1.1 № 7.1-1601 пл-П/0237-2018 от 11 апреля 2018 г., 3 мероприятия, со сроком устранения 29.10.2018 г. (Охранные зоны);

1.1.2 № 7.1-1601 пл-П/0237-2018 от 13 июля 2018 года 440 мероприятий, со сроком устранения 12.10.2018 г.; 17 мероприятий, со сроком устранения 15.10.2018 г.; 797 мероприятий, со сроком устранения 12.01.2019 г.;

1.1.3 № 7.1-0784вн-П/0463-2017 от 31 октября 2017 года. 4 мероприятия, со сроком устранения 25.10.2018 г. (отсутствует нормативный запас резервного топлива ВК «Южная», ВК «Сахорово», РТХ ВК «Южная», ВК «Сахорово» находится в неисправном состоянии);

1.1.4 № 5.2. – 1733 вн- П/0023-2018 от 20 июня 2018 года 2 мероприятия, со сроком устранения 20.12.2018 г. (ЭПБ и регистрация трубопровода теплосети ТК-820 и ТК-859 после инцидента на ул. Можайского ТК-841 и ТК-842)

1.1.5 № 7.2 – 0283 вн-П/0118-2018 от 02 июля 2018 9 мероприятий, со сроком устранения 31.12.2018 г.(ЭПБ трубопроводов теплосети после аварийно-восстановительного ремонта, ЭПБ для продления срока эксплуатации трубопроводов теплосети, постановка на учет трубопроводов теплосети $D_y \geq 100$ мм)

1.1.6 № 3.2-1230вн-П/0047-2018 от 11 мая 2018 года 6 мероприятий со сроком устранения 11.11.2018 г. (декларирование ГТС ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, регистрация в Государственном Водном Регистре ГТС)

Из них наиболее затратные:

- 1.2.1 Отсутствует резервное топливо в соответствии с нормами.
- 1.2.2 Баки хранения серной кислоты на ТЭЦ-1 не соответствуют требованиям (требуется установка новых баков).
- 1.2.3 Декларирование ГТС «Тверская генерация».
- 1.2.4 Замена поверхностей нагрева котлов.
- 1.2.5 Не оснащены баки кислоты и щелочи автоматической системой регулирования и контроля уровня и отключения при достижения максимального уровня ТЭЦ-3, ТЭЦ-4.
- 1.2.6 Не проводились текущий и капитальный ремонт ЗиС
- 1.2.7 Не проведена регистрация трубопроводов теплосети (требуется ЭПБ 93 километров трубопроводов теплосети).
- 1.2.8 Требуется ремонт строительных конструкций ЦПП.
- 1.2.9 Отсутствует резервное топливное хозяйство на ВК «Южная», «Сахорово».
- 1.2.10. Не проводится инструментально-визуальное наружное и внутреннее обследование с привлечением специализированной организации - один раз в 3 года в период летнего отключения котлов металлической дымовых труб
- 1.2.11 Не организовано наблюдение за уровнем грунтовых вод в контрольных скважинах-пьезометрах
- 1.2.12 В котельных отсутствует контроль расхода сетевой воды водогрейных котлов
- 1.2.13 Не проводится специализированной организацией техническое освидетельствование строительных конструкций производственных зданий и сооружений
- 1.2.14 Монтаж, эксплуатация и испытания контура заземления ЦПП
- 1.2.15 Не проводится техническое освидетельствование тепловых энергоустановок магистральные тепловые сети (температура нагрева воды выше 115° С
- 1.2.16 Не проводится техническое освидетельствование тепловых энергоустановок с целью установления сроков и условий их эксплуатации (по разводящим тепловым сетям)
- 1.2.17 Не обеспечена организацией защита (электрохимический способ) при наличии на территории блуждающих токов подземных металлических коммуникаций
- 1.2.18 Не проводятся испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя на определение тепловых и гидравлических потерь 1 раз в 5 лет
- 1.2.19 Не обеспечено организацией выполнение работ по ремонту тепловых сетей,
- 1.2.20 Не проводятся периодически в процессе эксплуатации тепловые испытания паровой турбины №4 (Р-12-35/5) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам
- 1.2.21 КРУ-6 кВ не имеют быстродействующую защиту от дуговых коротких замыканий внутри шкафов

1.2.22 Не проведено комплексное обследование ОРУ-35 кВ

1.2.23 Требуется покраска строительных конструкций порталов, молниеотводов, выключателей и т.д. для защиты от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды

1.2.24 Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений

и оборудования не защищены от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4

1.2.25 Отсутствует металлическое покрытие изоляции технологических трубопроводов на эстакаде от главного корпуса к химическому цеху.

1.2.26 разрушения строительной части кровли помещения над ячейками №124-№130 в КРУ-6кВ секция 4Р ТЭЦ-3, ТР СН №1, ТР СН №2, РЕЗ. ТР СН №1. ТЭЦ-4

1.2.27 разрушенные плиты перекрытия наземных кабельных лотков ТЭЦ-4

1.2.28 Не проведено комплексные обследования производственных зданий и сооружений, находящихся в эксплуатации более 25 лет, а именно: резервуары насосной станции хозяйственного противопожарного водопровода № 1 и № 2 ТЭЦ-3

2. ГУ МЧС по Тверской области в сфере ГОиЧС - 2 предписания Предписания № 2, № 3 от 23 мая 2018 года мероприятий со сроком устранения 01.05.2019 г. (в отношении ТЭЦ-3, ТЭЦ-4);

Из них наиболее затратные:

2.1 Отсутствует ЛСО ТЭЦ-3.

2.2 Отсутствует ЛСО ТЭЦ-4.

2.3. АСФ ТЭЦ-3 не оснащено спец. оборудованием

2.4 АСФ ТЭЦ-4 не оснащено спец. оборудованием

3. Росгвардия 3 предписания от 13 сентября 2017 г. 47 мероприятий со сроком устранения 30.09.2018 г. 16 мероприятий со сроком устранения 31.12.2018, 31.12.2019 (в отношении ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4);

Из них наиболее затратные:

3.1 У периметрального ограждения отсутствует нижнее доп. ограждение.

3.2 Отсутствует сигнализация по периметру объектов.

3.3 Не обеспечено непрерывность зоны для наблюдения системой охранного телевидения замкнутого периметра объекта.

Органы надзора	Количество Предписаний	Мероприятия по предписанию	Выполнено	Не подошел срок выполнения	Перенос выполнения мероприятий на другой срок
Ростехнадзор	№ 7.1-0222вн-П/0116-2018 от 11 апреля 2018 года	3	0	3(29.10.2018)	1. 0

	№ 7.1-1601 пл-П/0237-2018 от 13 июля 2018 года	1254	696	397(12.10.2018 15.10.2018 12.01.2019)	2. 161
	№ 7.1-0784вн-П/0463-2017 от 31 октября 2017 года	4	0	4(25.10.2018)	3. 0
	№ 5.2. – 1733 вн- П/0023-2018 от 20 июня 2018 года	2	0	2(20.12.2018)	4. 2
	№ 7.2 – 0283 вн-П/0118-2018 от 02 июля 2018	9	0	9(31.12.2018)	5. 9
	№ 3.2-1230вн-П/0047-2018 от 11 мая 2018 года	6	0	6(11.11.2018)	6. 6
МЧС	Предписания № 2, № 3 от 23 мая 2018 года	4	0	4(01.05.2018)	7. 0
Росгвардия	Предписание по обеспечению безопасности ТЭК от 13 сентября 2017 года	63	47	16	8. 0

Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты"

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Основными источниками теплоснабжения г. Твери являются Тверские ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, районные котельные ВК-1 и ВК-2 и котельный цех (КЦ), входящие в состав ООО «Тверская генерация» и муниципальная котельная «Южная».

На балансе ООО «Тверская генерация» в г. Твери находятся магистральные водяные тепловые сети протяжённостью 91,4 км в двухтрубном исчислении. Около 20 км магистральных тепловых сетей исчерпали свою пропускную способность и требуют замены на больший диаметр, 56 км теплосетей превысили расчетный срок службы.

Распределительные сети протяжённостью 288,39 км в двухтрубном исчислении находятся на балансе муниципалитета города. 208 км распределительных теплосетей превысили расчетный срок службы.

Все источники теплоснабжения, работающие на единую тепловую сеть, вырабатывают тепловую энергию со следующими качественными показателями:

Горячая вода - по температурному графику 115-70 °С при давлении в подающих трубопроводах от источников тепла:

- во время отопительного периода - $7,8 \pm 0,5$ кгс/см²,
- в летний период - $4,0 \pm 0,5$ кгс/см².

Основной потребитель тепловой энергии - жилой фонд г. Твери, включающий в себя жилые дома управляющих компаний и жилищных кооперативов (до 70 % потребления).

Локальные источники вырабатывают тепловую энергию со следующими качественными показателями: горячая вода по температурному графику 95-70 °С.

Основные задающие источники теплоснабжения (ТЭЦ-1; ТЭЦ-3; ТЭЦ-4; ВК-1; ВК-2; котельный цех, котельная «Южная») работают на единую сеть централизованного теплоснабжения. Данные источники обслуживаются две теплоснабжающие организации ООО «Тверская генерация» и ООО «Тверская генерация». В летний период времени на нужды ГВС единой системы теплоснабжения работают четыре источника теплоснабжения: ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК «Южная». Зона работы ВК «Южная» сокращается только до самого микрорайона «Южный» - для этого закрывается задвижка № 5 в ТК-820. Остальные котельные являются локальными и работают исключительно на свои сети.

Для поддержания оптимального гидравлического режима используются повышительные насосные станции (таблица 1.13) и ЦТП (таблица 1.14).

Таблица 1.13 – Сведения по повышительным насосным станциям

Наименование и назначение насосной станции	Адрес	Параметры работы в на период с характерной температурой наружного воздуха							
		Марка насоса (место установки)	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Диаметр рабочего колеса/диаметр колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию, т/ч	Характеристики насосного агрегата			
						Производительность, м ³ /ч	Напор, м	КПД, %	Нормируемая мощность насосной станции (ЦТП), кВт
ПНС-2	ул. 1-я Суворова	Д800-57 (обр. тр-д)	1	432	700-1000	800	57	0,82	160
		Д500-65 (обр. тр-д)	1	465	-	500	65	0,76	132
Насосная станция в цирке	Тверская пл. 2а	4К-6А	2	-	-	85	76	-	74
Дренажная насосная станция №9	Садовый пер. 5	Гном 53-10Т	1	-	-	53,0	10	0,47	4,0
Дренажная насосная станция №10	ул. Володарского 19/63	Гном 53-10Т	1	-	-	53,0	10	0,47	4,0

Таблица 1.14 - Сведения по существующим ЦТП

№ п/п	Наименование ЦТП	Адрес	Источник тепловой энергии	Количество и тип теплообменного оборудования	Температурный график теплосети	Схема присоединения ГВС
1	СЕКТОР "А" № 2	ул. Королева, 4	котельная «Южная»	7секций ПВ 325x4 -1,0 74 пластины 500x1500	150-70	закрытая
2	СЕКТОР "А" № 1	б-р Гусева, 4	котельная «Южная»	7секций ПВ 325x4 -1,0 75 пластины 500x1500	150-70	закрытая
3	СЕКТОР "Б" № 1	б-р Гусева, 5	котельная «Южная»	8секций ПВ 325x4 -1,0 109 пластины 500x1500	150-70	закрытая
4	СЕКТОР "Б" № 2	б-р Гусева, 7	котельная «Южная»	8секций ПВ 273x4 -1,0 149 пластины 400x900	150-70	закрытая
5	СЕКТОР "А" №3	Можайского,61	котельная «Южная»	8секций ПВ 325x4 -1,0 103 пластины 500x1500	150-70	закрытая
6	СЕКТОР "Б" № 4	б-р Гусева, 39	котельная «Южная»	8секций ПВ 325x4 -1,0 209 пластины 400x900	150-70	закрытая
7	СЕКТОР "Б" № 3	Можайского,67	котельная «Южная»	7секций ПВ 325x4 -1,0 174 пластины 400x700	150-70	закрытая
8	СЕКТОР 1"Д" № 79	Можайского,56	котельная «Южная»	8секции ПВ 325x4 -1,0 11 секций ПВ 273x4-1,0 75 пластин 500x1500	150-70	закрытая
9	СЕКТОР 1"Д" № 79	Можайского,56	котельная «Южная»	8секции ПВ 325x4 -1,0 11 секций ПВ 273x4-1,0 75 пластин 500x1500	150-70	закрытая
10	СЕКТОР 1"Д" № 79	Можайского,56	котельная «Южная»	8секции ПВ 325x4 -1,0 11 секций ПВ 273x4-1,0 75 пластин 500x1500	150-70	закрытая
11	ЦТП - 1В	Можайского, 70	котельная «Южная»	3секции ПВ 325x4 -1,0 11 секций ПВ 273x4-1,0 8секций ПВ 114x4-1,0 117 пластин 500x1500	150-70	закрытая
12	ЦТП- 2В	Можайского, 81	котельная «Южная»	18секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
13	Цанова, 13а	Цанова, 13а	котельная «Южная»	12секций ПВ 89x4 -1,0	150-70	закрытая
14	ЦТП-2	Зеленый проезд,45 к.1	котельная «Южная»	6секций ПВ 325x4 -1,0 3 секции ПВ 273x4-1,0	150-70	закрытая
15	ЦТП-1	Зеленый проезд,45 к. 4	котельная «Южная»	7секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая

16	ЦТП ул. Склизкова, 70	ул. Склизкова, 70 (подвал)	котельная «Южная»	9секций ПВ 114x4 -1,0 7 секции ПВ 89x4-1,0	150-70	закрытая
17	ЦТП ул. Склизкова, 70 корп. 1	ул. Склизкова, 70 корп. 1	котельная «Южная»	7секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
18	ЦТП Хрустальная , 43	Хрустальная , 43	ТЭЦ-3	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
19	ЦТП Хрустальная , 45	Хрустальная , 45	ТЭЦ-3	11 секций ПВ 273x4 - 1,0	150-70	закрытая
20	ЦТП Хрустальная , 36	Хрустальная , 36	ТЭЦ-3	12секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
21	ЦТП Дачная, 71	Дачная, 71	ТЭЦ-3	9секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
22	ЦТП -9	пер. Вагонников, 43	ТЭЦ-3	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
23	ЦТП Молодежинский б-р, 12	Молодежинский б-р, 12	ТЭЦ-3	3секции ПВ 168x4 -1,0 13секции ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
24	ЦТП-7	П. Савельевой, 52	ТЭЦ-3	22секции ПВ 325x4 -1,0 6секций ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
25	ЦТП-8	П.Савельевой, 48	ТЭЦ-3	22секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
26	ЦТП-3	П.Савельевой, 37	ТЭЦ-3	28секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
27	ЦТП-4	П.Савельевой, 33	ТЭЦ-3	6секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
28	ЦТП-1	Артюхиной, 24	ТЭЦ-3	9секций ПВ 325x4 -1,0 4секций ПВ 89x4-1,0	150-70	закрытая
29	ЦТП-2	Артюхиной, 15	ТЭЦ-3	8секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
30	ЦТП-10	Молодежный б-р, 15	ТЭЦ-3	9секций ПВ 168x4 -1,0 4секции ПВ 89x4-1,0	150-70	закрытая
31	ЦТП-5	Молодежный б-р, 3	ТЭЦ-3	12секций ПВ 325x4 -1,0 5секций ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
32	ЦТП- 6	Артюхиной, 7	ТЭЦ-3	18секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
33	ЦТП-33 кв.	ул.Седова, 6а	ТЭЦ-3	14секций ПВ 325x4 -1,0 8секций ПВ 273x4-1,0	150-70	закрытая
34	ЦТП С.-Петербургское ш., 76	С.-Петербургское ш., 76	Кот.цех	10секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
35	ЦТП наб.Иртыша, 8	наб.Иртыша, 8	Кот.цех	15секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
36	ЦТП П.Савельевой, 6	П.Савельевой, 6	ТЭЦ-3	8секций ПВ 168x4 -1,0 7секций ПВ 273x4-1,0	150-70	закрытая
37	ЦТП Оборонная , 10	Оборонная , 10	ТЭЦ-3	11 секций ПВ 273x4 - 1,0	150-70	закрытая

38	ЦТП Оборонная, 1	Оборонная, 1	ТЭЦ-3	12секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
39	ЦТП Поселковая, 7	Поселковая, 7	Кот.цех	15секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
40	ЦТП С.-Петербургское ш., 22	С.-Петербургское ш., 22 (подвал)	Кот.цех	16секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
41	ЦТП С.-Петербургское ш., 14	С.-Петербургское ш., 14	Кот.цех	16секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
42	ЦТП Хромова, 19	Хромова, 19	ТЭЦ-3	Нет данных	150-70	закрытая
43	ЦТП Никитина, 5	Никитина, 5	ТЭЦ-3	8секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая
44	ЦТП Артиллерийский, 13	Артиллерийский, 13	ТЭЦ-3	8секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
45	ЦТП Артиллерийский пер., 20	Артиллерийский пер., 20	ТЭЦ-3	9секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
46	ЦТП Никитина, 10	Никитина, 10	ТЭЦ-3	9секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
47	ЦТП Горького, 99	Горького, 99	ТЭЦ-3	11 секций ПВ 273x4 -1,0 8секций ПВ 168x4-1	150-70	закрытая
48	ЦТП Жореса, 3	Жореса, 3	ТЭЦ-3	11 секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
49	ЦТП Горького, 108	Горького, 108	ТЭЦ-3	12секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
50	ЦТП Наб.Аф.Никитина, 92	Наб.Аф.Никитина, 92	ТЭЦ-3	10секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
51	ЦТП Румянцева, 12	Румянцева, 12	ТЭЦ-3	9секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
52	ЦТП 3.Коноплянниковой , 24	3.Коноплянниковой , 24	ТЭЦ-3	14секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
53	ЦТП Мичурина, 41	Мичурина, 41	ТЭЦ-3	9секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
54	ЦТП 3 .Коноплянниковой, 18	3 .Коноплянниковой, 18	ТЭЦ-3	7секций ПВ 219x4 -1,0 2секции ПВ 168x4-1,0	150-70	закрытая
55	ЦТП Комсомольский пр., 10	Комсомольский пр., 10	ТЭЦ-3	10секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
56	ЦТП Комсомольский пр., 3	Комсомольский пр., 3	ТЭЦ-3	10секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
57	ЦТП Свободный пер., 1Г	Свободный пер., 1Г	ТЭЦ-3	9секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
58	ЦТП С.Перовской, 14	С.Перовской, 14	ТЭЦ-3	8секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая

59	ЦТП пер. Трудолюбия, 43	пер. Трудолюбия, 43	ТЭЦ-3	8секций ПВ 273x2 -1,0 6секций ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
60	ЦТП Ногина, 4	Ногина, 4	ТЭЦ-3	6секций ПВ 325x2 -1,0 6секций ПВ 325x4-1,0	150-70	закрытая
61	ЦТП Ногина, 8	Ногина, 8	ТЭЦ-3	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
62	ЦТП Ногина, 7 (1-ый пер. Красной Слободы)	Ногина, 7 (1-ый пер. Красной Слободы)	ТЭЦ-3	16секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
63	ЦТП 2-ой пер.Кр.Слободы, 5	2-ой пер.Кр.Слободы, 5 (подвал)	ТЭЦ-3	Г2секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая
64	ЦТП Ногина, 5	Ногина, 5	ТЭЦ-3	8секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
65	ЦТП Ржевская, 14	Ржевская, 14	ВК-2	8секций ПВ 168x2 -1,0	150-70	закрытая
66	ЦТП Бобкова, 6	Бобкова, 6	ВК-2	7секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая
67	ЦТП Конева, 5	Конева, 5	ТЭЦ-1	9секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
68	ЦТП Строителей, 6	Строителей, 6	ТЭЦ-1	8секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
69	ЦТП Строителей, 8	Строителей, 8	ТЭЦ-1	8секций ПВ 273x4 -1,0 7секций ПВ 168x2-1,0	150-70	закрытая
70	ЦТП Строителей, 18	Строителей, 18	ТЭЦ-1	7секций ПВ 168x2 -1,0 4секции ПВ 168x4 -1,0 4секций ПВ 114x2-1,0	150-70	закрытая
71	ЦТП Академическая, 20	Академическая, 20	ТЭЦ-1	17секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая
72	ЦТП Космодемьянской, 6	Космодемьянской, 6	ТЭЦ-1	8секций ПВ 168x4 -1,0 8секций ПВ 219x4-1,0	150-70	закрытая
73	ЦТП Чудова, 14	Чудова, 14	ВК-2	16секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
74	ЦТП Пичугина, 48	Пичугина, 48	ВК-2	1 Осекций ПВ 168x4 -1,0 6секций ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
75	ЦТП Бобкова, 36	Бобкова, 36	ВК-2	24секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
76	ЦТП пр. Ленина, 2	пр .Ленина, 2	ВК-2	12секций ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
77	ЦТП Бобкова, 37 (1-ая Республикаанская)	Бобкова, 37 (1-ая Республикаанская)	ВК-2	7секций ПВ 377x2 -1,0	150-70	закрытая
78	ЦТП Республикаанская, 9	Республикаанская, 9	ТЭЦ-1	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
79	ЦТП Мигаловская наб., 3	Мигаловская наб., 3	ВК-1	18секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая

80	ЦТП Мигаловская наб., 8	Мигаловская наб., 8	ВК-1	15секций ПВ 114x4 -1,0	150-70	закрытая
81	ЦТП Мигаловская наб., 13	Мигаловская наб., 13	ВК-1	14секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
82	ЦТП Гончарова, 10	Гончарова, 10	ТЭЦ-3	9секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
83	ЦТП Коробкова, 12	Коробкова, 12	ТЭЦ-3	28секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
84	ЦТП Коробкова, 6	Коробкова, 6	ТЭЦ-3	6секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
85	ЦТП Чайковского, 27	Чайковского, 27	ТЭЦ-3	9секций ПВ 219x4 -1,0 6секций ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
86	ЦТП Спортивный пер., 2	Спортивный пер., 2	ТЭЦ-3	6секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
87	ЦТП Коминтерна, 43	Коминтерна, 43	ТЭЦ-3	12секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
88	ЦТП Завидова, 19	Завидова, 19	ТЭЦ-4	5секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
89	ЦТП Склизкова, 8	Склизкова, 8	ТЭЦ-4	3секций ПВ 219x4 -1,0 6секций ПВ 273x4-1,0 10екции ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
90	ЦТП Ерофеева, 8	Ерофеева, 8	ТЭЦ-4	3секций ПВ 273x4 -1,0 15секций ПВ 325x4-1,0	150-70	закрытая
91	ЦТП Ерофеева, 7	Ерофеева, 7	ТЭЦ-4	3секций ПВ 219x4 -1,0 4секций ПВ 168x4-1,0 Зекции ПВ 114x4-1,0	150-70	закрытая
92	ЦТП Кайкова, 11	Кайкова, 11	ТЭЦ-4	10секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
93	ЦТП Центр- 1	Чайковского, 1	ТЭЦ-4	7секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
94	ЦТП Центр-2	Чайковского, 6 к.4	ТЭЦ-4	12секций ПВ 273x4 -1,0 7секций ПВ 325x4-1,0	150-70	закрытая
95	ЦТП Жигарева, 31	Жигарева, 31	ТЭЦ-4	9секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
96	ЦТП Жигарева, 33	Жигарева, 33	ТЭЦ-4	10секций ПВ 219x4 -1,0 155пластин	150-70	закрытая
97	ЦТП Смоленский, 8	Смоленский, 8	ТЭЦ-4	4секций ПВ 219x4 -1,0 6секций ПВ 273x4-1,0 125 пластин	150-70	закрытая
98	ЦТП М.Самара, 9	М.Самара, 9	ТЭЦ-4	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
99	ЦТП ул.Озерная, 8	ул.Озерная, 8	ТЭЦ-4	4секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
100	ЦТП ул.Озерная, 19	ул.Озерная, 19	ТЭЦ-4	11 секций ПВ 325x4 - 1,0	150-70	закрытая

101	ЦТП пр .Победы, 43 корп. 2	пр .Победы, 43 корп. 2	ТЭЦ-4	9секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
102	ЦТП Чайка-1	пр .Победы, 65	ТЭЦ-4	6секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
103	ЦТП Чайка-2	пр .Победы, 68	ТЭЦ-4	6секций ПВ 219x4 -1,0 3секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
104	ЦТП Чайка-3	ул.Склизкова, 94	ТЭЦ-4	16секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
105	ЦТП Орджоникидзе, 49 корп.6	Орджоникидзе, 49 корп.6	ТЭЦ-4	9секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
106	ЦТП Учительская, 39	Учительская, 39	ТЭЦ-3	9секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
107	ЦТП Виноградова, 10	Виноградова, 10	ТЭЦ-3	10секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
108	ЦТП С.-Петербургское ш., 51	С.-Петербургское ш., 51	ВК-3	9секции ПВ 273x2 -1,0	150-70	закрытая
109	ЦТП 4-ый пер.Металлистов, 5	4-ый пер.Металлистов, 5	ВК-3	10секции ПВ 273x4 -1,0	150-70	закрытая
110	ЦТП п. Литвинки	п. Литвинки	ТЭЦ-3	24секции ПВ 325x4 - 1,0	150-70	закрытая
111	ЦТП Конева, 20	Конева, 20	ТЭЦ-1	10секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
112	ЦТП 50 лет Октября, 3 корп.1	50 лет Октября, 3 корп.1	ТЭЦ-1	10секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
113	ЦТП Б.Полевого, 19	Б.Полевого, 19	ТЭЦ-1	2секции ПВ 273x2 -1,0	150-70	без гвс
114	ЦТП Инициативная, 13	Инициативная, 13	ТЭЦ-1	4секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	без гвс
115	ЦТП Прядильная, 6	Прядильная, 6	ТЭЦ-1	4секции ПВ 168x4 -1,0	150-70	без гвс
116	ЦТП ул. 6-я Пролетар- ская, 18	ул. 6-я Пролетарская, 18	ТЭЦ-3	18секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
117	ЦТП Макарова, 5	Макарова, 5	ТЭЦ-3	(93+36) пластин 835x320x920	150-70	закрытая
118	ЦТП Чайка-4	Склизкова, 86	ТЭЦ-4	4секций ПВ 219x4 -1,0 6секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
119	ЦТП Зеленый пр., 45 корп.10	Зеленый пр., 45 корп.10	ТЭЦ-4	Г2секций ПВ 219x2 - 1,0	150-70	закрытая
120	ЦТП Волоколамский пр., 3	Волоколамский пр., 3	ТЭЦ-4	11 секций ПВ 168x4 - 1,0	150-70	закрытая
121	ЦТП Волоколамский пр., 24	Волоколамский пр., 26	ТЭЦ-4	Нет данных	150-70	закрытая
122	ЦТП Комсомольский пр., 19а	Комсомольский пр., 19а	ТЭЦ-3	9секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая

123	ЦТП Румянцева, 5	Румянцева, 5	ТЭЦ-3	8секций ПВ 273x4 -1,0 8секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
124	ЦТП Благоева,5	Благоева,5	ТЭЦ-3	8секций ПВ 273x4 -1,0 6секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
125	ЦТП З.Коноплянниковой, 6	З.Коноплянниковой, 6	ТЭЦ-3	9секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
126	ЦТП 127 кв.	2-ой пр. Карпинского, 16 (127 кв.)	ТЭЦ-3	9секций ПВ 168x2 -1,0	150-70	закрытая
127	ЦТП Комсомольский пр-т, 15/44	Комсомольский пр-т, 15/44	ТЭЦ-3	6секций ПВ 325x4 -1,0	150-70	закрытая
128	ЦТП Коминтерна, 49	Коминтерна, 49	ТЭЦ-4	16секций ПВ 168x4 -1,0	150-70	закрытая
129	ЦТП Фадеева, 8	Фадеева, 8	ТЭЦ-4	9секций ПВ 219x4 -1,0	150-70	закрытая
130	ЦТП Фадеева, 2	Фадеева, 2	ТЭЦ-4	11 секций ПВ 219x4 - 1,0	150-70	закрытая
131	ЦТП ул. Склизкова, 60	ул. Склизкова, 60	ТЭЦ-4	теплообменное оборудо- вание отсутствует	150-70	открытая
132	ЦТП Волоколамский пр., 31	Волоколамский пр., 31	ТЭЦ-4	н/д	150-70	закрытая
133	ЦТП Инициативная, 3	Инициативная, 3	ТЭЦ-1	теплообменное оборудо- вание отсутствует	150-70	без гвс
134	ЦТП Б. Полевого, 5	Б. Полевого, 5	ТЭЦ-1	теплообменное оборудо- вание отсутствует	150-70	без гвс
135	ЦТП Дзержинского, 12	Дзержинского, 12 (на обслуживании)	ТЭЦ-1	теплообменное оборудо- вание отсутствует	150-70	без гвс
136	ЦТП Ткача, 16	Ткача, 16	ТЭЦ- 1	н/д	150-70	Закрытая
137	ЦТП Комсомольский пр, 2/26	Комсомольский пр, 2/26	ТЭЦ-3	н/д	150-70	Закрытая
138	ЦТП ул. Горького, 15	ул. Горького, 15	ТЭЦ-3	н/д	150-70	Закрытая
139	ЦТП пос. Элеватор	пос. Элеватор	Котельная ООО "Лазурная"	5секций ПВ 273x2 -1,0 4 секции ПВ 273x4-1,0 8 секции ПВ 219x4-1,0	150-70	Закрытая
140	ЦТП пос. Химинститу- та, д. 18, 47	пос. Химинститута, д. 18, 47	котельная ВНИИСВ	11 секций ПВ 325x4 - 1,0 232 пластины 350x900	130-70	Закрытая

141	ЦТП-1	Георгиевская, 20/3	Котельная "Мамулино	1.НН№22, 3,6 Гкал;2. 22 ТС-16, 2,52 МВт;3. ТИЖ-0,18, 6 МВт;4. Р-012-50-95, 6 МВт	130-70	Закрытая
142	ЦТП-2	Георгиевская, 2/4	Котельная "Мамулино	1 .НН№22, 3,6 Гкал;2.НН№22, 3,6 Гкал;3.ТИЖ-0,18, 4,5 МВт;4. Р-012-50-87, 4,5 МВт	130-70	Закрытая
143	ЦТП пос. Сахарово	пос. Сахарово	Котельная "Сахарово"	н/д	95-70	Закрытая
144	ЦТП № 2, ЭРТ "Тверской"	ул. Московская, д. 66а, в/г 113	Котельная 2	подогреватель 0,8-114x4000	95-70	Закрытая
145	ЦТП № 4, ЭРТ "Тверской"	ул. Спартака, д. 36	Котельная 4	подогреватель 0,3-76x2000	95-70	Закрытая
146	ЦТП № 6, ЭРТ "Тверской"	ул. Жигарева, д. 50	Котельная 6	ВВП №12, 11 секций; ВВП №12, 11 секций, выполнен согласно ОСТ 34-588-68	95-70	Закрытая
147	ЦТП № 12, ЭРТ "Тверской"	г.Тверь-9, п. Мигалово, в/ч 21350, в/г 38	Котельная 12	Электробойлер (самодельный)	95-70	Закрытая
148	ЦТП № 45, ЭРТ "Тверской"	ул. Веселова, д. 27	Котельная 45	Элеватор	95-70	Закрытая
149	ЦТП № 47, ЭРТ "Тверской"	г. Тверь-9, п. Мигалово, в/ч 21350, в/г 38	Котельная 47	Эл. тен, 1,639	95-70	Закрытая
150	ЦТП № 68, ЭРТ "Тверской"	ул. Веселова, д. 27	Котельная 68	Элеватор	95-70	Закрытая
151	ЦТП № 118, ЭРТ "Тверской"	ул. Жигарева, д. 50	Котельная 118	ВВП №12, 10 секций, выполнен согласно ОСТ 34-588-68	95-70	Закрытая
152	ЦТП № 395, ЭРТ "Тверской"	г.Тверь-9 п.Мигалово, в/ч 21350, в/г 38	Котельная 395	ЦВЦ6,3-3,5	95-70	Закрытая
153	ЦТП № 405, ЭРТ "Тверской"	г.Тверь-9, п. Мигалово, в/ч 19089	Котельная 405	Скоростной, водоводяной подогреватель типа «труба в трубе», пов. нагрева 60,9 м2 (общ)	95-70	Закрытая
154	Туполева, 116а (здание)	Туполева, 116а (здание)	котельная ТКСМ-2	теплообменное оборудование отсутствует	95-70	без ГВС

155	Коноплянниковой, 11	Коноплянниковой, 11	ТЭЦ-3	6 секций Ø=273*4000	150-70	Закрытая
156	Благоева, 3 корп.1	Благоева, 3 корп.1	ТЭЦ-3	9 секций Ø=168*4000	150-70	Закрытая
157	Благоева, 15	Благоева, 15	ТЭЦ-3	11 секций Ø=273*4000	150-70	Закрытая
158	3.Коноплянниковой, 2 корп.1	3.Коноплянниковой, 2 корп.1	ТЭЦ-3	10 секций Ø=219*4000	150-70	Закрытая
159	Мусоргского, 33 (д.39)	Мусоргского, 33 (д.39)	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
160	А. Никитина, 28	А. Никитина, 28	ТЭЦ-3	6 секций Ø=219*4000	150-70	Закрытая
161	Горького 70	Горького 70	ТЭЦ-3	н.д	150-70	Закрытая
162	Хрустальная, 46 корп.2	Хрустальная, 46 корп.2	ТЭЦ-3	14 секций Ø=275*4000	150-70	Закрытая
163	Мигалово-1 ул.Громова, во дворе дома №14	Мигалово-1 ул.Громова, во дворе дома №14	ВК-1	13 секций Ø=325*4000 4 секций Ø=159*4000 7 секций Ø=168*4000	150-70	Закрытая
164	Мигалово-2 ул. Громова, у дома №40 корп.2	Мигалово-2 ул. Громова, у дома №40 корп.2	ВК-1	6 секций Ø=319*4000	150-70	Закрытая
165	Мигалово-3 ул. Громова, у дома №50 корп.2	Мигалово-3 ул. Громова, у дома №50 корп.2	ВК-1	19 секций Ø=319*2000	150-70	Закрытая
166	Хромова, 23 корп.1	Хромова, 23 корп.1	ТЭЦ-3	10 секций Ø=114*4000 10 секций Ø=168*4000	150-70	Закрытая
167	наб. А. Никитина, 30	наб. А. Никитина, 30	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
168	Луначарского у д.30	Луначарского у д.30	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
169	ул. Соминка, 65	ул. Соминка, 65	ТЭЦ-3	8секций Ø=108*4000	150-70	закрытая
170	М.Буденного, 3 (Ремесленный пр-д, 3а)	М.Буденного, 3 (Ремесленный пр-д, 3а)	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
171	Двор пролетарки, 43	Двор пролетарки, 43	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
172	Мусоргского, 32/32	Мусоргского, 32/32	ТЭЦ-3	7секций Ø=57*4000	150-70	закрытая
173	Мусоргского, 36	Мусоргского, 36	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая

174	Мусоргского, 4/53 (Горького, 53/4)	Мусоргского, 4/53 (Горького, 53/4)	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
175	Петербургское ш.,28	Петербургское ш.,28	котельный цех	н.д	150-70	закрытая
176	Двор Пролетарки, 42 (151)	Двор Пролетарки, 42 (151)	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
177	ул.М.Захарова, 8 (10)	ул.М.Захарова, 8 (10)	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
178	бульвар Шмидта, 32 (34/5)	бульвар Шмидта, 32 (34/5)	ТЭЦ-3	8секций Ø=89*4000	150-70	закрытая
179	ул. Карпинского у дома № 10/2	ул. Карпинского у дома № 10/2	ТЭЦ-3	13секций Ø=133*4000	150-70	закрытая
180	ул. Михаила Румянцева, д.11	ул. Михаила Румянцева, д.11	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
181	Артиллерийский пер., д.4	Артиллерийский пер., д.4	ТЭЦ-3	7 секций Ø=108*4000	150-70	закрытая
182	ул. Троицкая, д.2	ул. Троицкая, д.2	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
183	ул.Менделеева, д7/63	ул.Менделеева, д7/63	ТЭЦ-3	4 секции Ø=108*4000	150-70	закрытая
184	Боровой пр., д.10	Боровой пр., д.10	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
185	С-Петербургское шоссе, д.72	С-Петербургское шоссе, д.72	котельный цех	н.д	150-70	закрытая
186	С-Петербургское шоссе, д.33	С-Петербургское шоссе, д.33	котельный цех	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
187	ул. Горького, д.130	ул. Горького, д.130	ТЭЦ-3	н.д. Ø=50*4000 3 секции Ø=76*4000 2 секции Ø=89*4000	150-70	закрытая
188	ул.Шмидта, д.4/19 (Жореса, 19/4)	ул.Шмидта, д.4/19 (Жореса, 19/4)	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
189	Строителей,12	Строителей,12	ТЭЦ-1	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
190	Шмидта,24	Шмидта,24	ТЭЦ-3	11 секций Ø=114*4000	150-70	закрытая
191	2-я Грибоедова у д.4	2-я Грибоедова у д.4	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая

192	Горького, д.79/2	Горького, д.79/2	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
193	ул.Склизкова, 102	ул.Склизкова, 102	ТЭЦ-4	н.д	150-70	закрытая
194	ул. Володарского, 40	ул. Володарского, 40	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
195	ул. Склизкова у дома № 31	ул. Склизкова у дома № 31	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
196	ул. Московская, 76(78)	ул. Московская, 76(78)	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
197	ул. Орджоникидзе, во дворе дома № 3	ул. Орджоникидзе, во дворе дома № 3	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
198	Волоколамский проспект дом 9 корп. 4	Волоколамский проспект дом 9 корп. 4	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
199	ул. Трехсвятская у дома № 18	ул. Трехсвятская у дома № 18	ТЭЦ-3		150-70	по факту открытая
200	ул. Крылова у дома № 5	ул. Крылова у дома № 5	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
201	ул. Володарского у дома № 23	ул. Володарского у дома № 23	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
202	Швейников, д.4 корп.1	Швейников, д.4 корп.1	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
203	пр. Чайковского, д.40/2	пр. Чайковского, д.40/2	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
204	ул.А.Попова, д.5	ул.А.Попова, д.5	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
205	пр. Победы, д.25	пр. Победы, д.25	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
206	ул.Т.Ильиной, д.32	ул.Т.Ильиной, д.32	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
207	ул.Озерная, д.20	ул.Озерная, д.20	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
208	ул.Пушкинская, д.2а	ул.Пушкинская, д.2а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС

209	М.Самара, д.5а	М.Самара, д.5а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
210	Волоколамский проспект, д.47	Волоколамский проспект, д.47	котельная Южная	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
211	ул. Рыбацкая, д.42	ул. Рыбацкая, д.42	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
212	Крылова, д.28	Крылова, д.28	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
213	ул.Пушкинская, д.11	ул.Пушкинская, д.11	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
214	Резинстроя, 5	Резинстроя, 5	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
215	Пушкинская, 5а	Пушкинская, 5а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
216	Волоколамский пр., 20 (Ипподромная, 2а)	Волоколамский пр., 20 (Ипподромная, 2а)	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
217	Богданова, 27	Богданова, 27	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
218	Пр-т Победы, 46б (46/30)	Пр-т Победы, 46б (46/30)	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
219	Гвардейская, 9 к. 1	Гвардейская, 9 к. 1	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
220	Орджоникидзе, 2/1	Орджоникидзе, 2/1	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
221	Лукина, 6	Лукина, 6	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
222	Лукина, 10 (Орджоникидзе, 13/26)	Лукина, 10 (Орджоникидзе, 13/26)	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
223	Гвардейская, 16/7	Гвардейская, 16/7	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
224	Ротмистрова, 14а	Ротмистрова, 14а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая

225	15 лет Октября, 3/22	15 лет Октября, 3/22	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
226	ул. Советская, 7 корп.1	ул. Советская, 7 корп.1	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
227	ул.А.Попова у дома № 33 (Попова, 33)	ул.А.Попова у дома № 33 (Попова, 33)	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
228	Трехсвятская, 12	Трехсвятская, 12	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
229	Победы, д.72	Победы, д.72	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
230	Спартака,41	Спартака,41	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
231	г.Тверь, ул.Советская д.52	г.Тверь, ул.Советская д.52	ТЭЦ-4	н.д	150-70	закрытая
232	г. Тверь, ул. Мусоргского у дома 4/54	г. Тверь, ул. Мусоргского у дома 4/54	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
233	ул.2-я Металлистов у дома № 8	ул.2-я Металлистов у дома № 8	котельный цех	н.д	150-70	закрытая
234	ул. Мичурина у дома № 6/34	ул. Мичурина у дома № 6/34	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без ГВС
235	ул. Достоевского между домами № 7 корп.1, 2	ул. Достоевского между домами № 7 корп.1, 2	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
236	ул. Ленина, д.38	ул. Ленина, д.38	ВК-2	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
237	ул. Туполева, д.116, корп.3	ул. Туполева, д.116, корп.3	котельная ТКСМ-2	н.д	95-70	закрытая
238	Благоева, д.18	Благоева, д.18	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
239	ул. Бобкова, д.26 корп.3	ул. Бобкова, д.26 корп.3	ВК-2	9 секций Ø=169*4000	150-70	закрытая
240	Сахаровское шоссе, во дворе дома №12	Сахаровское шоссе, во дворе дома №12	котельная Сахаровское ш.	теплообменное оборудование отсутствует	95-70	запорная арматура
241	ул.Школьная, пос.Сахарово	ул.Школьная, пос.Сахарово	котельная пос.Сахарово	н.д.	95-70	закрытая от котельной
242	Трехсвятская, 33	Трехсвятская, 33	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая

243	Петербургское шоссе, д.89	Петербургское шоссе, д.89	котельный цех	Альфа-Лаваль	150-70	закрытая
244	ул. Терещенко, д. 34Б	ул. Терещенко, д. 34Б	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
245	Волоколамский,26а Нежилое помещение III площ.12,1 кв.м	Волоколамский,26а Нежилое помещение III площ.12,1 кв.м	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	помещение
246	наб.Степана Разина, у д.12	наб.Степана Разина, у д.12	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
247	ул.Серебряная, у д.5	ул.Серебряная, у д.5	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
248	пер. Беляковский, у д.32	пер. Беляковский, у д.32	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
249	наб.Степана Разина, у д.19	наб.Степана Разина, у д.19	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
250	ул.Луначарского, у дома №1	ул.Луначарского, у дома №1	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
251	Мусоргского, 4/53 Нежилое помещение II площ.50 кв.м	Мусоргского, 4/53 Нежилое помещение II площ.50 кв.м	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	помещение
252	ул. Спартака, у д. 5 Нежилое здание, лит. Б площ.8,3 кв.м	ул. Спартака, у д. 5 Нежилое здание, лит. Б площ.8,3 кв.м	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	помещение
253	ул. Фадеева, д.5	ул. Фадеева, д.5	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
254	пр-кт Волоколамский, д.18 подвал площ.38,2 кв.м	пр-кт Волоколамский, д.18 подвал площ.38,2 кв.м	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
255	пр. Чайковского, д.42а	пр. Чайковского, д.42а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
256	пер.Свободный, д.7	пер.Свободный, д.7	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
257	ул.Мусоргского, д.15	ул.Мусоргского, д.15	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без гвс
258	ул.Левитана, д.36/75	ул.Левитана, д.36/75	котельная Южная	н.д	150-70	закрытая

259	пр. Чайковского, д.46а	пр. Чайковского, д.46а	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая
260	ул. Центральная, у д. 7б в пос. Элеватор	ул. Центральная, у д. 7б в пос. Элеватор	Котельная ООО "Лазурная"	теплообменное оборудование отсутствует	95-70	без гвс
261	наб. А. Никитина, 44	наб. А. Никитина, 44	ТЭЦ-3	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без гвс
262	ул. Королёва, у дома № 5	ул. Королёва, у дома № 5	котельная Юж- ная	н.д	150-70	закрытая
263	ул. Транспортная, д.2	ул. Транспортная, д.2	котельная Юж- ная	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	без гвс
264	ул.Луначарского	ул.Луначарского	ТЭЦ-3	н.д	150-70	закрытая
265	пр-кт Волоколамский, у дома № 8	пр-кт Волоколам- ский, у дома № 8	ТЭЦ-4	теплообменное оборудование отсутствует	150-70	открытая

1.3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронная схема систем теплоснабжения города Твери разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo и прилагается на электронном носителе. Формат электронной карты соответствует техническому заданию.

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки, приводятся в табличной форме в электронной модели тепловых сетей, соответствующей электронной модели карты и являющейся неотъемлемой частью данного раздела.

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Системы теплоснабжения представляют собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплопотребления. Режимы расходов тепла многочисленными абонентами неравномерны. Расход тепловой энергии теплопотребляющими установками изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически стабильным в течение суток. Расход тепла на горячее водоснабжение и для ряда технологических процессов не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели. В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

В зависимости от места осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование.

Центральное регулирование выполняют на ТЭЦ и котельных по преобладающей нагрузке, характерной для большинства абонентов. В городских тепловых сетях такой нагрузкой может быть отопление или совместная нагрузка отопления и горячего водоснабжения.

Групповое регулирование производится в центральных тепловых пунктах для группы однородных потребителей. В ЦТП поддерживаются требуемые расход и температура теплоносителя, поступающего в распределительные или во внутридомовые сети.

Местное регулирование предусматривается на абонентском вводе для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных факторов.

Индивидуальное регулирование осуществляется непосредственно у теплопотребляющих приборов, например у нагревательных приборов систем отопления, и дополняет другие виды регулирования.

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплопотребления, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому

центральное регулирование отпуска тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, т.е. осуществляется комбинированное регулирование.

Комбинированное регулирование, состоящее из нескольких ступеней, взаимно дополняющих друг друга, создает наиболее полное соответствие между отпуском тепла и фактическим теплопотреблением.

По способу осуществления регулирование может быть автоматическим и ручным.

На текущий момент ООО «Тверская генерация» располагает действующей секционирующей и регулирующей арматурой на единой тепловой сети. Регулирование количества отпускаемого теплоносителя и давления в системе задается рабочей характеристикой сетевого насоса. Дополнительное регулирование давления или теплового потока (количественного регулирования) на существующих источниках теплоснабжения не выполняется. Естественно, данная схема регулирования благоприятно сказывается на гидравлической устойчивости СЦТ. Регулирование количества отпускаемого теплоносителя и давления в системе задается запорно-регулирующей арматурой на источниках теплоснабжения.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

При подземной прокладке тепловых сетей требуется устройство целого ряда конструкций по трассе, к которым относятся камеры, неподвижные опоры, ниши компенсаторов. Для размещения задвижек, спускных и воздушных кранов, сальниковых компенсаторов и неподвижных опор на тепловых сетях устраиваются камеры. Размеры камер принимаются из условий нормального обслуживания размещаемого в камере оборудования согласно СНиП 2.04.07-86. Наименьшая высота камер 1,8 м. Минимальное заглубление перекрытия камер от поверхности земли 0,3 м, а от верха дорожного покрытия - 0,5 м.

Строительная часть камер выполняется в основном из сборного железобетона. В строительстве тепловых сетей нашли применение железобетонные сборные камеры размерами в плане: 1,8 x 1,8; 2,6 x 2,6; 3,0 x 3,0; 2,5 x 4,0; 4,0 x 4,0 высотой от 2,0 до 4,0 м. В тепловых сетях наибольшее применение получили сборные камеры, собираемые из железобетонных стеновых блоков и ребристых плит перекрытия коллекторов. Стены камер рассчитываются на горизонтальное давление грунта и временную автомобильную нагрузку на призме обрушения. В зависимости от соотношения размеров камеры выбрана расчетная схема (замкнутая рама, пластины, заделанные по контуру). Если камеры воспринимают большие усилия от неподвижных опор, их конструкция рассчитана на прочность на боковое реактивное давление (отпор) грунта по средней его интенсивности. Камеры, служащие для размещения узлов трубопроводов с установкой крупногабаритных секционирующих задвижек, сооружены с надземным павильоном, выполненным по типовым проектам.

Для системы теплоснабжения города Твери характерно преобладающее количество тепловых камер, выполненных из шлакобетонных блоков размером 1,5 x 2 м, и железобетонные кольца диаметром 1,5 м. Для подключения новых абонентов к тепловой сети применяются тепловые камеры из сборного железобетона размером 2 x 2,5 м.

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного сезона внешних климатических условиях и заданной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

В течение длительного времени основным видом тепловой нагрузки являлась нагрузка отопления, присоединенная к тепловой сети по зависимой схеме через водоструйные элеваторы. Центральное качественное регулирование заключалось в поддержании в источнике теплоснабжения температурного графика, обеспечивающего в течение отопительного сезона заданную внутреннюю температуру отапливаемых помещений при неизменном расходе сетевой воды. Такой температурный график, называемый отопительным, широко применяется в системах теплоснабжения и в настоящее время. С появлением нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в тепловой сети была ограничена величиной, необходимой для подачи в систему горячего водоснабжения воды с температурой 50-60 °C, требуемой по СНиП, несмотря на то, что по отопительному температурному графику требуется вода значительно более низкой температуры. «Излом» отопительного температурного графика при указанных температурах и отсутствии местного количественного регулирования расхода воды на отопление приводит к определенному перерасходу тепловой энергии на отопление при повышенных наружных температурах.

Появление нагрузки горячего водоснабжения привело не только к ограничению нижнего предела температуры сетевой воды, но и к другим нарушениям условий, принятых при расчете отопительного температурного графика.

Центральное качественное регулирование по отопительному графику предусмотрено для двухтрубных водяных тепловых сетей с преобладающей тепловой нагрузкой на отопление и вентиляцию. При наличии нагрузки на горячее водоснабжение график температур воды в подающей линии в теплый период отопительного сезона спрямляют так, чтобы была обеспечена необходимая температура потребляемой горячей воды.

Существующие (утвержденные) температурные графики обусловлены эффективным использованием работы теплогенерирующего оборудования. Также текущий вопрос рассмотрен в подпункте 1.2.7 пункта 1.2 данного раздела.

В городе Тверь, при планировании мероприятий по глобальной замене теплосилового оборудования и по перекладке тепловых сетей, актуальна задача по расширению зоны действия источников тепловой энергии с выводом из эксплуатации малоэффективных. Такой подход позволяет не только снизить затраты при достижении поставленных целей, но также позволяет упростить обслуживание всего энергохозяйства. Стоит отметить, что расширение зон действия усложняется наличием различных коммуникаций и зон отчуждения.

Все источники теплоснабжения, работающие на «единую» сеть, используют температурный график 115/70 °C.

ООО «Тверская генерация» разработала оптимальный температурный график 115-70 °C «срезки» и считает целесообразным произвести переход на эксплуатационный режим работы ис-

точников тепла по новому графику взамен формально существующего. Уточняющий расчет перехода на новый график произведен в программном комплексе Zulu. Данный переход не повлияет на обеспеченность нормативной температурой внутри жилых помещений в отопительный период. Основанием данного перевода является пункт 73 Приказа №565/667 от 29 декабря 2012г. Методических рекомендаций по разработке схемы теплоснабжения, которые утверждены в соответствии с пунктом 3 постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154 «Разработка электронной модели системы теплоснабжения рекомендуется завершать калибровкой, обеспечивающей адекватность фактических и расчетных (по результатам расчетов с использованием разработанной модели) гидравлических режимов циркуляции теплоносителя в тепловых сетях. Калибровку разработанной электронной модели рекомендуется осуществлять по данным измерений расходов и давлений в контрольных точках тепловой сети, предоставляемой теплоснабжающей / теплосетевой организацией».

Перехода на классический график 115-70°C без «резки» при качественном регулировании произойдет путем пересмотра в сторону уменьшения мощности отопления за счет снижения вентиляции воздуха помещений в условиях повышенного расхода сетевой воды. Так как в жилых зданиях при низких температурах наружного воздуха, как правило, применяется естественная вентиляция, организуемая жильцами при проветривании с помощью форточек, оконных створок и систем микропроветривания стеклопакетов, расход холодного воздуха, поступающего в помещения, особенно после практически полной замены оконных блоков на стеклопакеты далек от нормативного значения. Проведена оценка фактического снижения проектной отопительной нагрузки, вызванной влиянием различных факторов, которые приводят к снижению расчетной нагрузки отопления.

1. Замена оконных блоков на стеклопакеты, которая произошла практически повсеместно. Доля трансмиссионных потерь тепловой энергии через окна составляет 20% от общей нагрузки отопления. Замена оконных блоков на стеклопакеты привела к увеличению термического сопротивления с 0,3 до 0,4 м²·К/Вт, соответственно, тепловая мощность теплопотерь уменьшилась до величины: $[1-0,2x(0,4-0,3)/0,3]x100\% = 93,3\%$.

2. Для жилых зданий доля вентиляционной нагрузки в нагрузке отопления в проектах, выполненных до начала 2000-х годов, составляет около 40...45%, позже – порядка 50...55%. Примем среднюю долю вентиляционной составляющей в нагрузке отопления в размере 45% от заявляемой нагрузки отопления. Она соответствует кратности воздухообмена 1,0. По современным нормам СТО максимальная кратность воздухообмена находится на уровне 0,5, среднесуточная кратность воздухообмена для жилого здания – на уровне 0,35. Следовательно, снижение нормы воздухообмена с 1,0 до 0,35 приводит к падению отопительной нагрузки жилого здания до величины:

$$[1-0,45x(1,0-0,35)/1,0]x100\% = 70,75\%.$$

3. Вентиляционная нагрузка разными потребителями востребована случайным образом, поэтому, как и нагрузка ГВС для теплоисточника ее величина суммируется не аддитивно, а с учетом коэффициентов часовой неравномерности. Доля максимальной нагрузки вентиляции в со-

ставе заявленной нагрузки отопления составляет $0,45 \times 0,5 / 1,0 = 0,225$ (22,5%). Коэффициент часовой неравномерности оценочно примем таким же, как и для ГВС, равным $K_{\text{час.вент}} = 2,4$.

Следовательно, общая нагрузка систем отопления для теплоисточника с учетом снижения вентиляционной максимальной нагрузки, замены оконных блоков на стеклопакеты и неодновременности востребования вентиляционной нагрузки составит величину $0,933 \times (0,55 + 0,225 / 2,4) \times 100\% = 60,1\%$ от проектной нагрузки.

Необходимо определить, насколько нужно снизить затраты тепловой энергии на вентиляцию в рассматриваемом непроектном режиме пониженной температуры сетевой воды тепловой сети для того, чтобы средняя температура воздуха в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_b = t_{b,p} = 18^\circ\text{C}$.

Для проектных расчетных условий эксплуатации системы теплоснабжения ($\tau_{o1} = 150^\circ\text{C}$, $\tau_{o2} = 70^\circ\text{C}$, $\tau_{o3} = 95^\circ\text{C}$, $t_{b,p} = 18^\circ\text{C}$) справедлива следующая система уравнений:

$$Q_{o,p} = k_n F \Delta t_o = G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_o c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k_{3d} A (t_{b,p} - t_{h,o}), \quad (1)$$

где k_n - среднее значение коэффициента теплопередачи всех приборов отопления с общей площадью теплообмена F , Δt_o - средний температурный перепад между теплоносителем приборов отопления и температурой воздуха в помещениях, G_o - расчетный расход сетевой воды, поступающей в элеваторные узлы, G_n - расчетный расход воды, поступающей в приборы отопления, $G_n = (1+u)G_o$, c - удельная массовая изобарная теплоемкость воды, k_{3d} - среднее проектное значение коэффициента теплопередачи здания с учетом транспорта тепловой энергии через наружные ограждения общей площадью A и затрат тепловой энергии на нагрев нормативного расхода наружного воздуха.

При пониженной температуре сетевой воды в подающей линии $\tau_{o1} = 115^\circ\text{C}$ при сохранении проектного воздухообмена происходит снижение средней температуры воздуха в помещениях до величины t_b . Соответствующая система уравнений для расчетных условий по наружному воздуху будет иметь вид

$$Q_{o,p} = k_n F \Delta t_o = G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_n c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k_{3d} A (t_b - t_{h,o}), \quad (2)$$

Относительное снижение тепловой мощности системы отопления равно

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{o,p}}{Q_{o,p}} = \frac{(t_b - t_{h,o})}{(t_{b,p} - t_{h,o})} = \left(\frac{\Delta t_o}{\Delta t_o} \right)^{n+1} = \left(\frac{\frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_b}{\frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_{b,p}} \right)^{n+1}, \quad (3)$$

где n - показатель степени в критериальной зависимости коэффициента теплопередачи приборов отопления от среднего температурного напора. Для наиболее распространенных приборов отопления в виде чугунных секционных радиаторов и стальных панельных конвекторов типа РСВ и РСГ при движении теплоносителя сверху вниз $n=0,3$.

Система уравнений, описывающих процесс работы системы теплоснабжения в этих условиях, примет вид

$$Q_{o,p} = k_n F \Delta t_o = G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_o c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k_{3d} A (t_{b,p} - t_{h,o}) \quad (2')$$

Совместное решение (2') с системами (1) и (3) дает следующие соотношения для температур различных потоков воды:

$$\tau_{o1} = t_{b,p} + \Delta t_o \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \left(\delta \tau_o - \frac{\theta}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o,$$

$$\tau_{o2} = t_{b,p} + \Delta t_o \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} - \frac{\theta}{2} \cdot \bar{Q}_o,$$

$$\tau_{o3} = t_{b,p} + \Delta t_o \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \frac{\theta}{2} \cdot \bar{Q}_o.$$

Уравнение для заданной температуры прямой воды в расчетных условиях по температуре наружного воздуха позволяет найти уменьшенную относительную нагрузку системы отопления (произведено уменьшение только мощности системы вентиляции, теплопередача через наружные ограждения в точности сохранена):

$$\tau_{o1} = 115 = 18 + 64,5 \cdot \bar{Q}_o^{0,769} + (80 - 12,5) \cdot \bar{Q}_o.$$

Решением этого уравнения является $\bar{Q}_o = 0,706$.

Следовательно, при изменении температуры прямой сетевой воды со 150°C до 115°C сохранение температуры воздуха в помещениях на уровне 18°C возможно за счет снижения общей тепловой мощности системы отопления до 0,706 от проектного значения за счет снижения затрат на нагрев наружного воздуха. Тепловая мощность системы отопления падает на 29,4%.

Выполненные оценки показывают, что уточнение тепловой нагрузки систем отопления приводят к ее снижению на 30...40%. Такое снижение нагрузки отопления при незначительном увеличении проектного расхода сетевой воды проектная температура воздуха в помещениях будет обеспечена при реализации перехода на классический график 115-70 °C без «срезки» при качественном регулировании температуры прямой воды для низких температур наружного воздуха.

Анализ наблюдений по отпуску тепловой энергии за десятилетний период показал, что фактическое потребление тепла не достигло проектных значений. Произведенная тепловая нагрузка в полном объеме обеспечивает, расчетную температуру воздуха внутри помещений $t=+18^{\circ}\text{C}$. Для оценки предлагаем сравнить таблицу 1 с расчетной присоединенной нагрузкой таблица 2.

Таблица 1.

Максимумы тепловой нагрузки							
	Температура	ТЭЦ-1		ВК-2		ТЭЦ-3	
	°C	Гкал/час	Всего/ в т.ч.	Дата	Гкал/час	Дата	Гкал/час

ГОД 2007	5,1	91,5/64,3	09 февраля	27,1	01 декабря	396,7	09 февраля
ГОД 2008	6,7	81,3/56,9	10 января	45,2	04 января	439,2	07 января
ГОД 2009	5,7	70,8/65,0	11 января	42,1	31 декабря	372,6	15 декабря
ГОД 2010	5,2	60,8/52,9	01 декабря	45,5	19 января	369,4	24 января
ГОД 2011	6,0	57,9/50,5	25 января	36,1	28 января	339,5	19 февраля
ГОД 2012	6,7	70,2/64,7	06 февраля	37,8	04 февраля	398,1	16 февраля
ГОД 2013	5,9	61,5/58,0	21 января	37,8	20 января	350,2	20 января
ГОД 2014	5,9	63,6/60,2	30 декабря	32,1	30 декабря	350,76	30 января
ГОД 2015	6,6	61,4/58,2	10 февраля	33,6	27 января	314,47	31 декабря
ГОД 2016	5,8	63,2/61,5	15 января	35,3	26 января	330,83	24 января
ГОД 2017	5,4	62,2/60,5	08 января	33,7	08 января	330,37	10 января

Таблица 1 продолжение.

Максимумы тепловой нагрузки

	Температура	ТЭЦ-4		ВК-1		КЦ		кот. Южная	
		°C	Гкал/час Всего/ в т.ч. ТС	Дата	Гкал/час	Дата	Гкал/час	Дата	Гкал/час
ГОД 2007	5,1	293,1/265,3	08 февраля	46,2	24 января	31,2	07 февраля		
ГОД 2008	6,7	301,3/279	05 января	46,1	04 января	38,3	08 января		
ГОД 2009	5,7	287,9/265,4	01 февраля	47,5	01 февраля	40,6	01 февраля		
ГОД 2010	5,2	280,4/251,7	02 декабря	45,8	23 января	37,2	26 января		
ГОД 2011	6,0	253,7/229,6	20 февраля	38,5	19 февраля	30,3	19 февраля		
ГОД 2012	6,7	250,5/250,5	11 февраля	45,08	19 декабря	38	31 января		
ГОД 2013	5,9	262,7/240,1	13 января	35,64	21 января	31,52	20 января		
ГОД 2014	5,9	249,5/236,7	20 января	36,96	26 января	31,4	29 января		
ГОД 2015	6,6	223,6/215,9	31 декабря	30,54	21 января	44,14	09 декабря		
ГОД 2016	5,8	260,2/250,4	26 января	39,5	25 января	49,31	25 января		
ГОД 2017	5,4	265,5/261,6	07 января	44,8	08 января	39,8	08 января	80,76	20 декабря

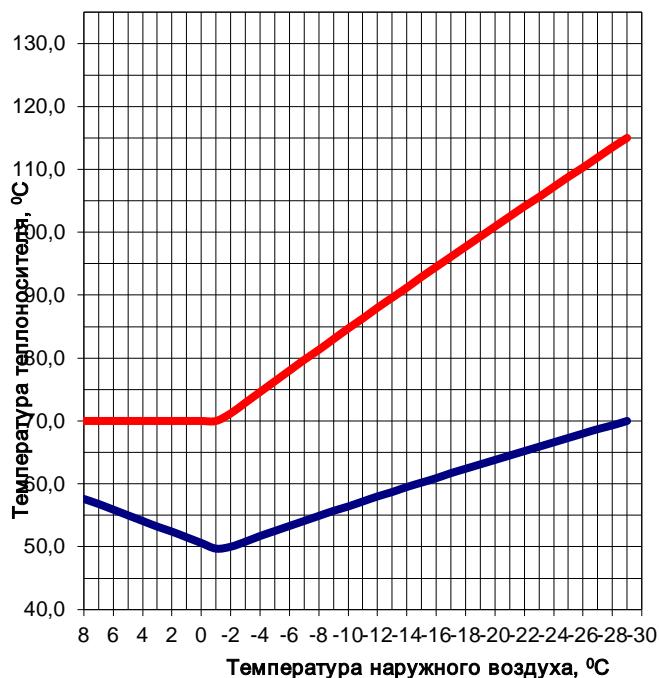
Таблица 2

№	Источник	Максимум отпуска тепловой энергии в сеть, Гкал/час	Расчетная нагрузка потребителей на 2017г., Гкал/час	Фактическое снижение потребления тепловой энергии, %
1	ТЭЦ - 1	65	85,248	23,8
2	ТЭЦ - 3	439,2	545,760	19,5

3	ТЭЦ - 4	279	416,403	33
4	ВК - 1	46,2	54,697	15,5
5	ВК - 2	45,5	58,763	22,6
6	КЦ	49,31	51,532	4,3
7	кот. Южная	80,76	201,445	59,9
	ВСЕГО	1004,97	1413,848	29

По результатам выполненных оценочных расчетов снижения потребления тепловой энергии и проведенного сравнительного анализа фактического снижения потребления тепловой энергии на 29% от проектных значений позволяют нам изменить проектный температурных график работы тепловых источников на эксплуатационный график 115-70°C без «срезки» при качественном регулировании и при этом сохранить нормативную температуру внутри жилых помещений в отопительный период.

Температурный график работы источников тепла
ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, КЦ, ВК "Южная"
115/70°C на отопительный период .



1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»:

Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;

- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см 2 .

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную температурным графиком не более чем на $+3\%$.

Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

Температурные режимы разработаны ООО "Тверская генерация" на основании рабочих характеристик сетевых насосов таким образом, чтобы при расчетных температурах наружного воздуха в обратном трубопроводе поддерживалась температура 70 $^{\circ}\text{C}$ для газовых котлов.

Фактические температурные режимы ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, КЦ, котельная «Южная» работают по утвержденному ООО «Тверская генерация» температурному графику $115/70$ $^{\circ}\text{C}$ со срезкой 120 $^{\circ}\text{C}$, температура обратной сетевой воды от 45 до 63 $^{\circ}\text{C}$. Фактические и расчетные температурные графики для всех источников тепловой энергии приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.5 - Температурные режимы отпуска тепловой энергии в сеть

Наименование источника тепловой энергии	Фактический температурный график	Расчетный температурный график
Котельная «Сахарово»	95/70	95/70
Котельная «Мамулино»	130/70	130/70
Котельная «Южная»	115/70	150/70
Котельная «ХБК»	95/70	95/70
Котельная «УПК»	95/70	95/70
Котельная «Поликлиника № 2»	95/70	95/70
Котельная «Школа №2»	95/70	95/70
Котельная «Школа №24»	95/70	95/70
Котельная «Керамический з-д»	95/70	95/70
Котельная «ПАТП-1»	95/70	95/70
Котельная «ДРСУ-2»	95/70	95/70
ТЭЦ-1	115/70	150/70
ВК-2	115/70	150/70
ТЭЦ-3	115/70	150/70
ТЭЦ-4	115/70	150/70
ВК-1	115/70	150/70
Котельный цех	115/70	150/70
Котельная «Школа №3»	95/70	95/70
Котельная «Сахаровское ш.»	95/70	95/70
Котельная «Химинститут»	115/70	115/70
Котельная «ТКСМ-2»	95/70	95/70
Котельная «Лазурная»	95/70	95/70
Котельная «КОМО»	95/70	95/70
Котельная «Мамулино-2»	95/70	95/70
Котельная ул. Шишкова 97	95/70	95/70

Наименование источника тепловой энергии	Фактический температурный график	Расчетный температурный график
Котельная Склизкова 108 корп.1	95/70	95/70
Котельная Склизкова 86 корп.1	95/70	95/70
Котельная Планерная 6	95/70	95/70
Котельная Фрунзе 2, корп.1	95/70	95/70
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	95/70	95/70
Котельная Брусицово	130/70	130/70
Котельная ООО УК "Лазурь"	95/70	95/70
Котельная ОАО "ТВЗ	115x70 со срезкой 90	115x70 со срезкой 90

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлическим режимом определяется взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени.

Расчетный гидравлический режим характеризуется распределением теплоносителя в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой абонентов. Давление в узловых точках сети и на абонентских вводах равно расчетному. Наглядное представление об этом режиме дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета (рисунок 1.19).

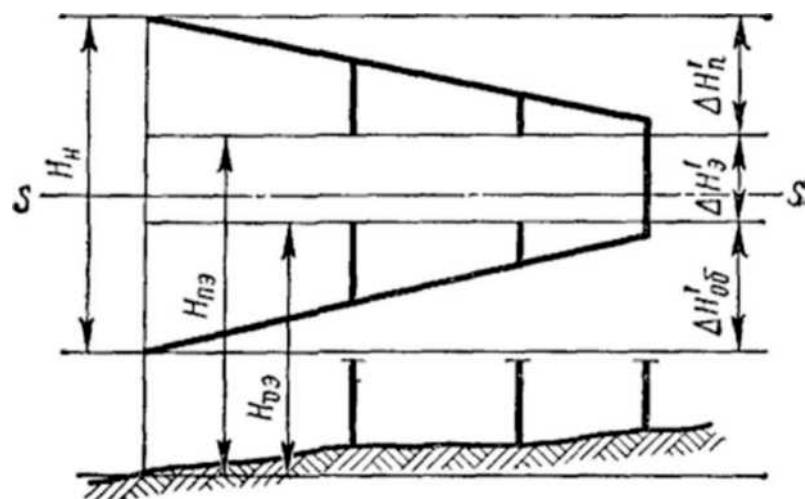


Рисунок 1.19 - Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов

где H_n - напор насоса; ΔH_p - потери напора в подающем трубопроводе; ΔH_e - потери напора в абонентском узле ввода; ΔH_{ob} - потери напора в обратном трубопроводе; $\Delta H_{p\acute{e}}$ - полный напор в подающей линии, $\Delta H_{ob\acute{e}}$ - полный напор в обратной линии.

Однако в процессе эксплуатации расход воды в системе изменяется. Переменный расход вызывается наличием местного количественного регулирования разнородной нагрузки, а также различными переключениями в сети. Изменение расхода воды и связанное с ним изменение давления приводят к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы допустимого изменения нагрузки, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию системы.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов времени. В открытых системах теплоснабжения дополнительно рассчитывается гидравлический режим при максимальном водоразборе из обратного и подающего трубопроводов.

Расчет гидравлического режима базируется на основных уравнениях гидродинамики. В тепловых сетях, как правило, имеет место квадратичная зависимость падения давления ΔP (Па) от расхода:

$$\Delta P = SG^2,$$

где S - характеристика сопротивления, представляющая собой падение давления при единице расхода теплоносителя, Па/(м³/ч) ; G - расход теплоносителя, м³/ч.

Гидравлический режим систем теплоснабжения в значительной степени зависит от нагрузки горячего водоснабжения. Суточная неравномерность водопотребления, а также сезонное изменение расхода сетевой воды на горячее водоснабжение существенно изменяют гидравлический режим системы.

В городе Тверь отопительная нагрузка и нагрузка системы горячего водоснабжения гидравлически развязаны (70 % потребителей с закрытым водоразбором). Горячее водоснабжение (70 %) осуществляется от централизованных тепловых пунктов по 4-трубной схеме подключения. Такое положение негативно влияет на гидравлическую устойчивость системы и не позволяет обеспечивать потребителя качественной горячей водой.

Таким образом, в существующей системе теплоснабжения городского округа присутствуют факторы, вызывающие резкое изменение гидравлического режима. Правильно подобранные дроссельные шайбы и сопла элеваторов помогают обеспечить необходимое количество теплоносителя на потребителе.

Существующее положение

Электронная модель, слой «ТС_отопительный 120⁰С», была откалибрована в соответствии с фактическими режимами работы системы теплоснабжения в январе 2017 года(суточные ведомости режимов работы источников тепловой энергии). Сравнение фактических параметров (на основании суточных ведомостей) и параметров смоделированного фактического режима по всем теплоисточникам, работающим в единую сеть, представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.16 – Сравнение параметров работы источников с электронной моделью

№	Наименование источника	Средние фактические параметры в течение холодной пятидневки января 2017 года				Параметры в электронной модели			
		Расход, т/ч	Давление под., кгс/см ²	Давление обр., кгс/см ²	Расход подпитки, т/ч	Расход, т/ч	Давление под., кгс/см ²	Давление обр., кгс/см ²	Расход подпитки, т/ч
1	КЦ	1162	5,5	3,2	нет	926	5,9	2,4	нет
2	ВК-1	1141	5,5	3,2	нет	1178	6,5	2,6	Нет
3	ТЭЦ-4	6080	8,9	3	1029	6683	9	2	990
4	ВК-2	940	6,0	3,2	нет	894	6,2	2,9	Нет
5	ТЭЦ-1	2034	7,5	3,2	нет	1571	6,8	2,5	Нет
6	ТЭЦ 3	8605	8,4	3,1	517	9050	8,1	1,6	490
7	кот. Южная	3300	7,5	2,9	3300	3513	7,7	2,8	3150

Из таблицы 1.16 видно, что при моделировании фактического эксплуатационного режима, удалось достичь приемлемой точности по расходам теплоносителя. Отклонение от фактического режима не превышает 7%.

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ВК1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.20-1.21. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 33 м. вод.ст., а на вводе в ЦТП № 115 составляет 14,2 м. вод. ст. В квартальной тепловой сети располагаемый напор на выходе из ЦТП составляет 20 м. вод. ст. Располагаемый напор на вводе потребителя -0,6м. вод.ст, что соответствует сопротивлению внутренней системы отопления.

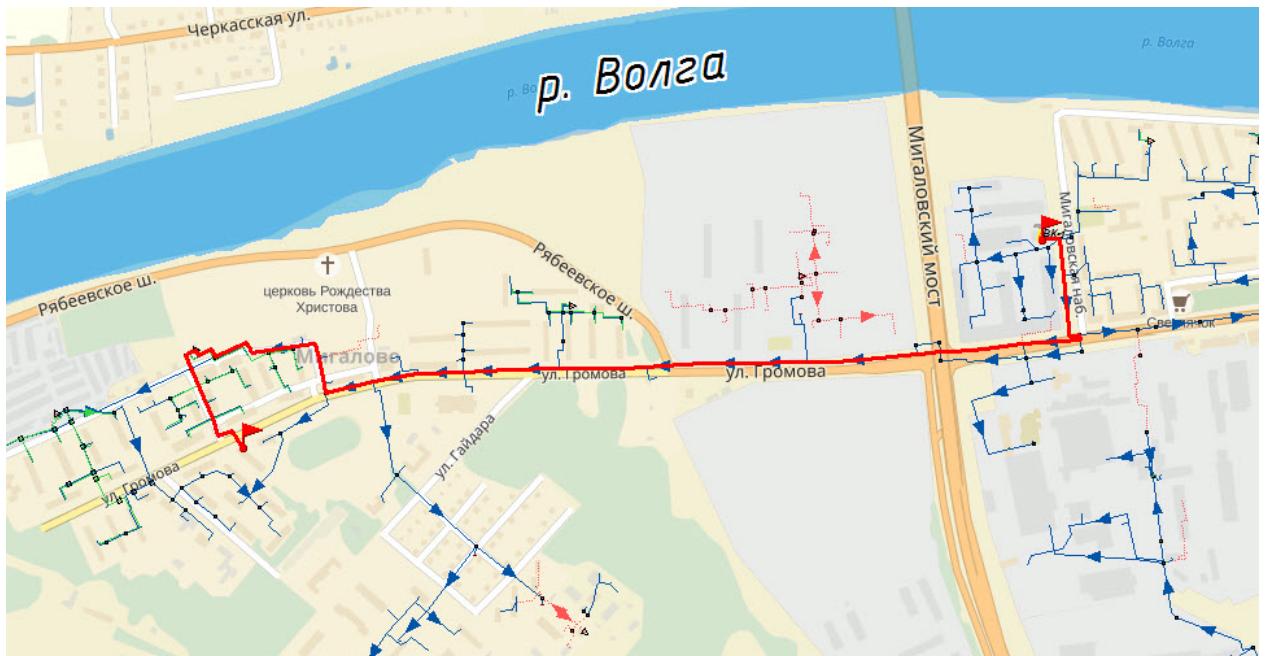


Рисунок 1.20 – Путь движения теплоносителя от ВК1 до потребителя г. Тверь, ул. Громова 54

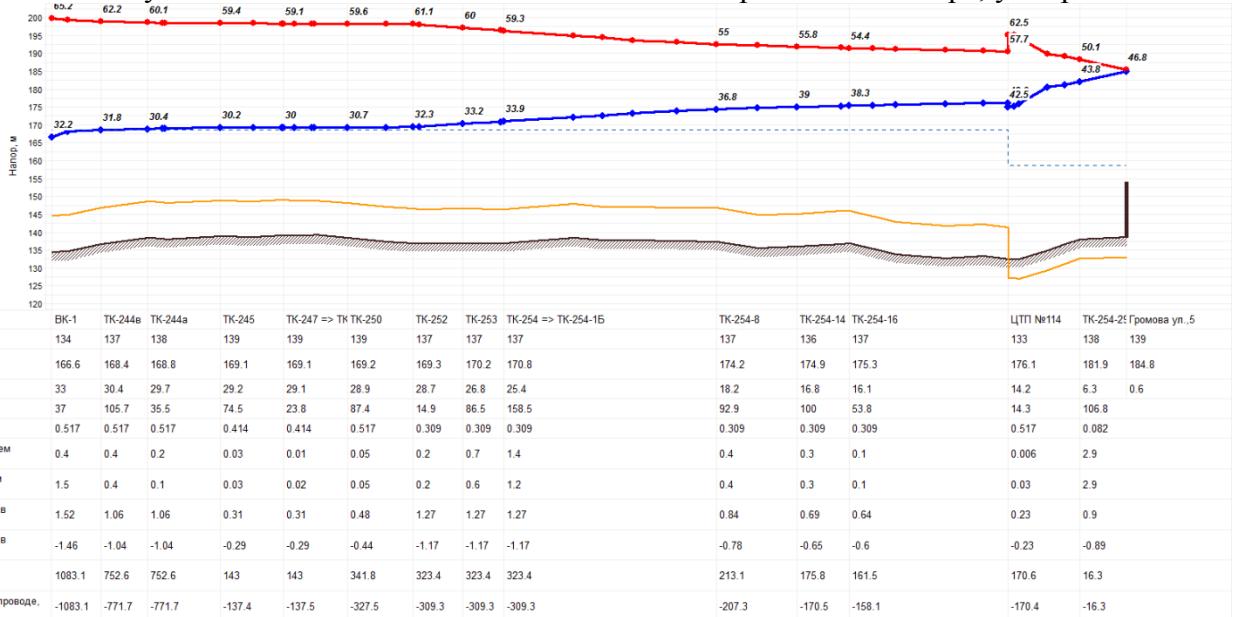


Рисунок 1.21 - Пьезометрический график вдоль пути от ВК1 до потребителя г. Тверь, ул. Громова 54

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии КЦ до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Петербургское шоссе 113 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в

электронной модели, представлены на рисунках 1.22-1.23. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 28 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 7,9 м.вод.ст., избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора.



Рисунок 1.22 – Путь движения теплоносителя от КЦ до потребителя г. Тверь, ул. Петербургское шоссе 113

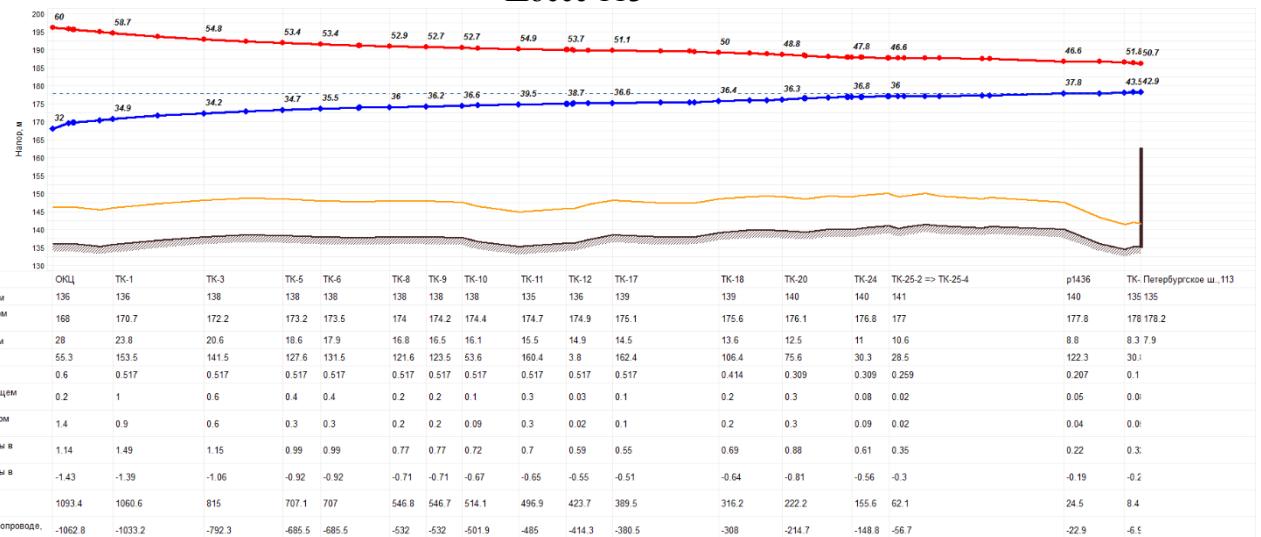


Рисунок 1.23 - Пьезометрический график вдоль пути от КЦ до потребителя г. Тверь, ул. Петербургское шоссе 113

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ1 до потребителя по Полимермаш пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.24-1.25. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 43 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 14 м.вод.ст., избыточный располагаемый напор гасится дроссельным устройством перед насосным смесительным узлом.

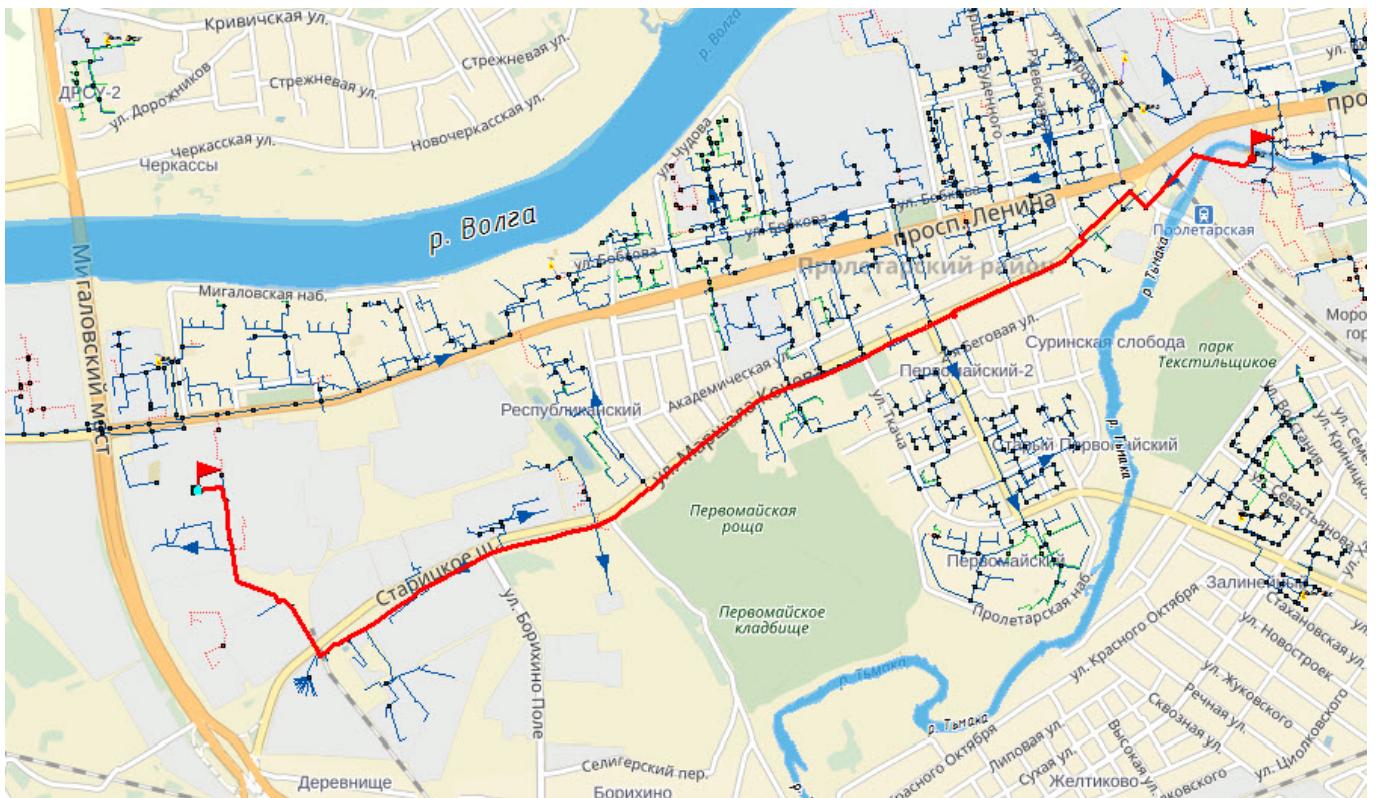


Рисунок 1.24 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ1 до потребителя по Полимермаш

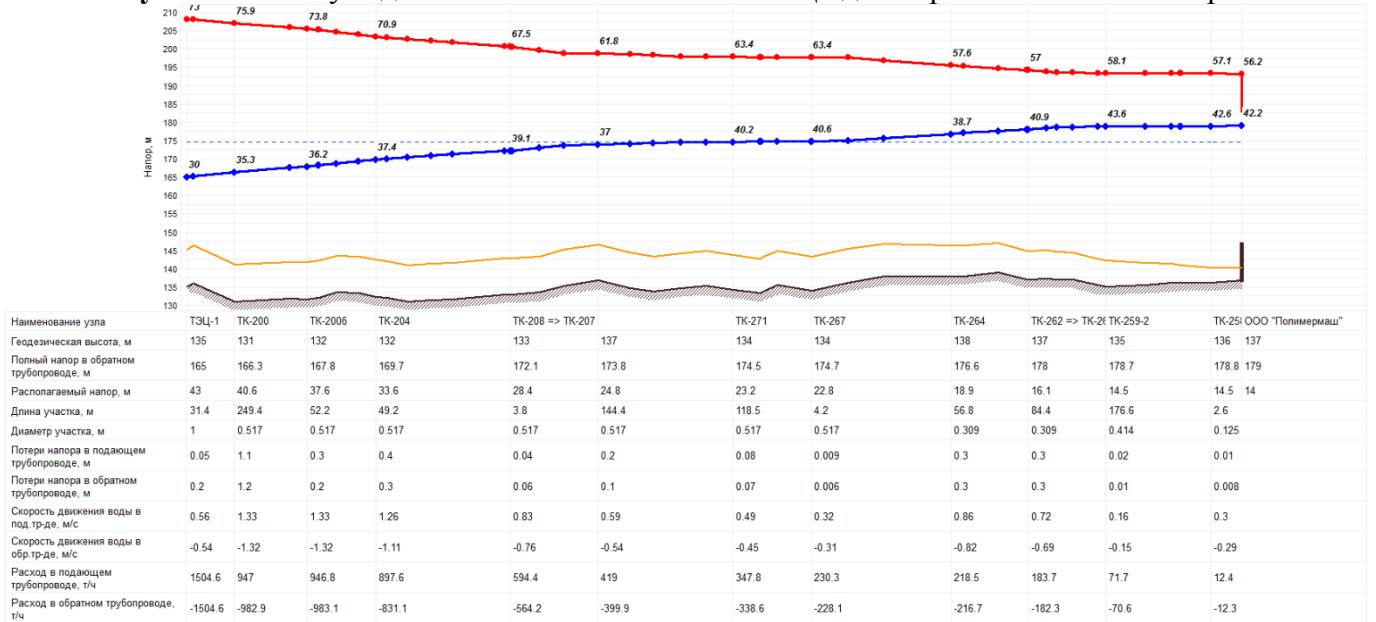


Рисунок 1.25 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ1 до потребителя по Полимермаш

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.26-1.27. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 54 м.вод.ст., а на вводе в ЦТП № 12 - 8 м. вод. ст. В квартальной тепловой сети расположенный напор на выходе из ЦТП составляет 35 м. вод. ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 7,5 м.вод.ст, избыточный располагаемый напор гасится дроссельным устройством.

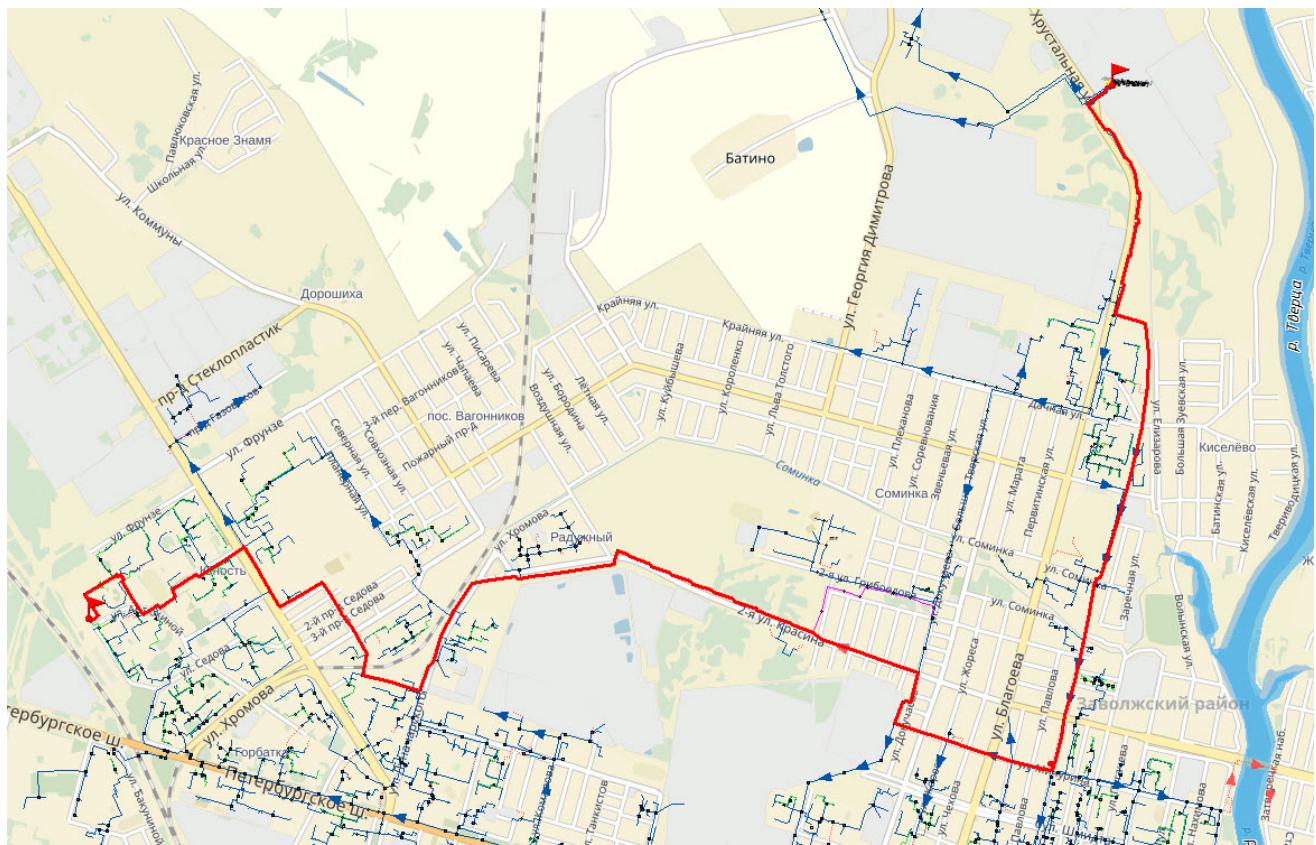


Рисунок 1.26 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26

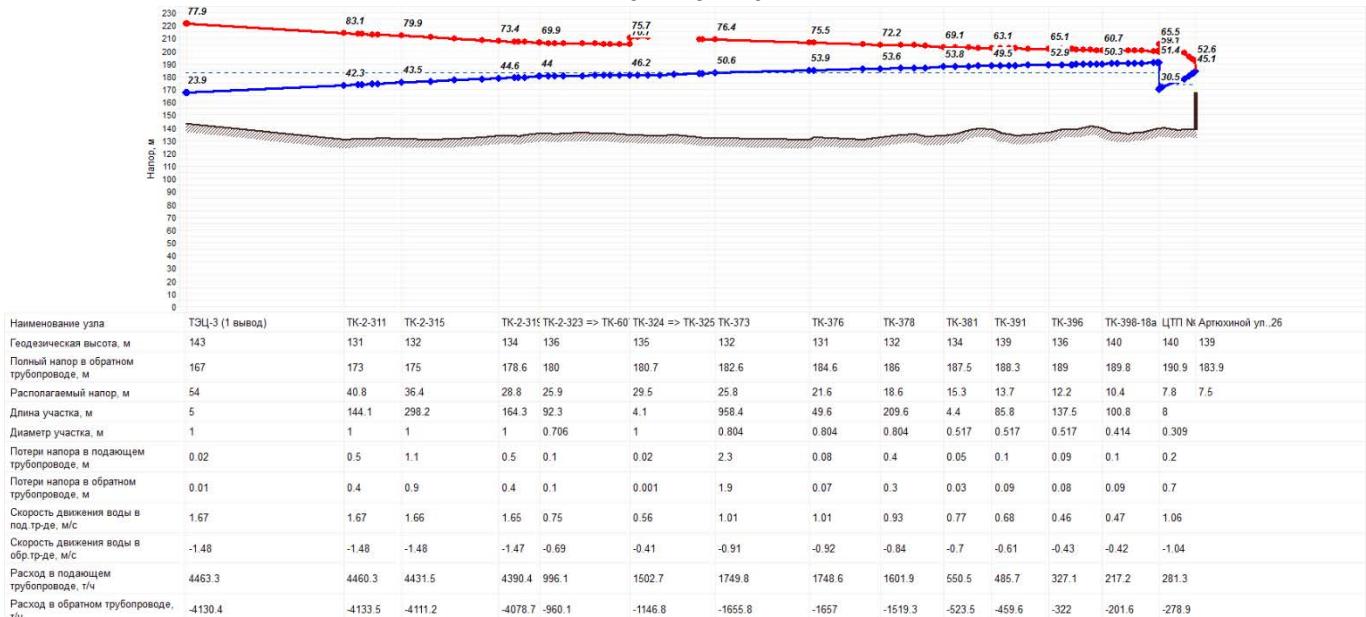


Рисунок 1.27 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Коминтерна 43 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.28-1.29. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 54 м.вод.ст., а на воде в ПНС-2 - 13 м. вод. ст., за счет работы насоса на обратном трубопроводе, располагаемый напор увеличивается до 33 м.вод.ст. Располагаемый напор на воде потребителя 25 м.вод.ст, избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора.

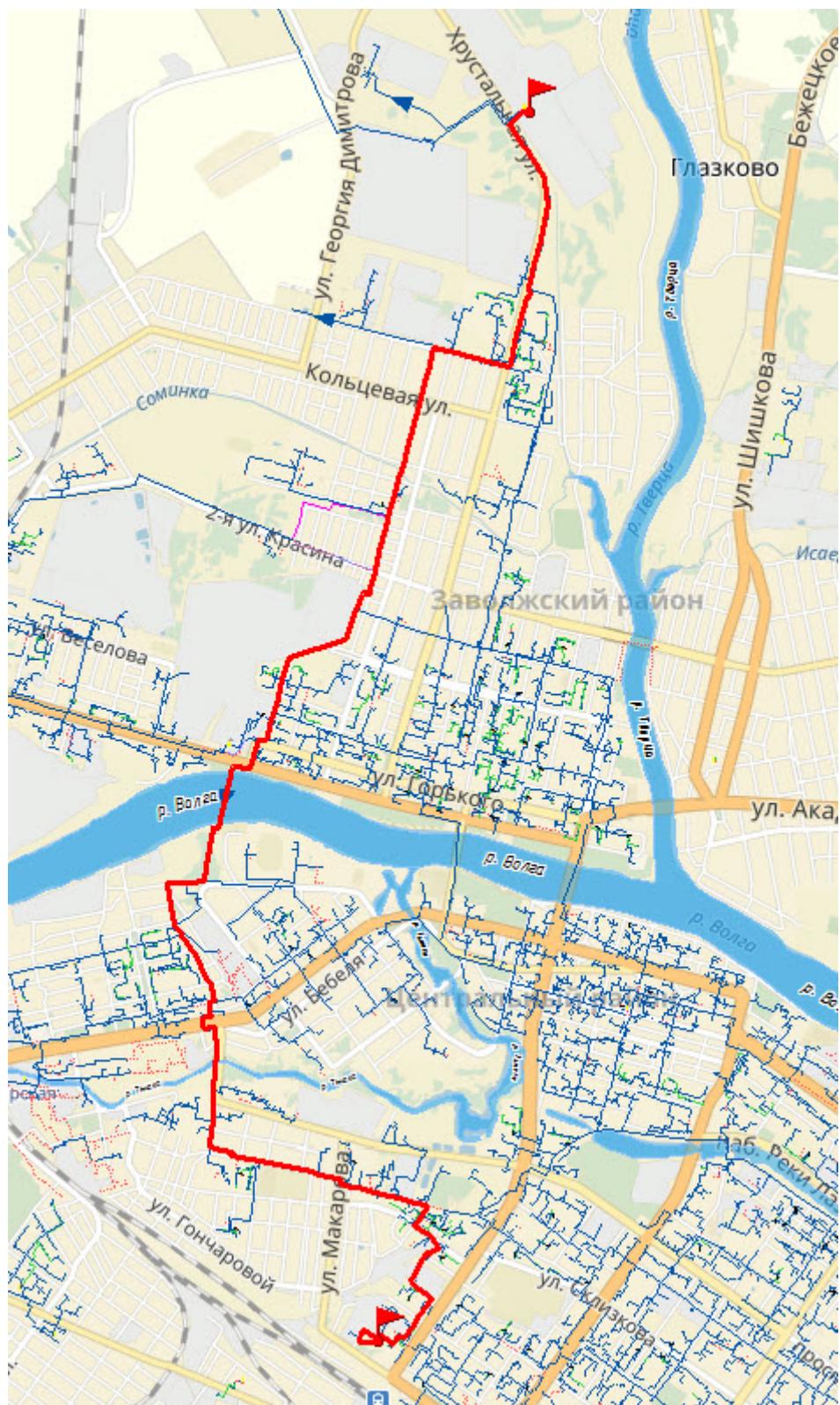


Рисунок 1.28 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Коминтерна 43

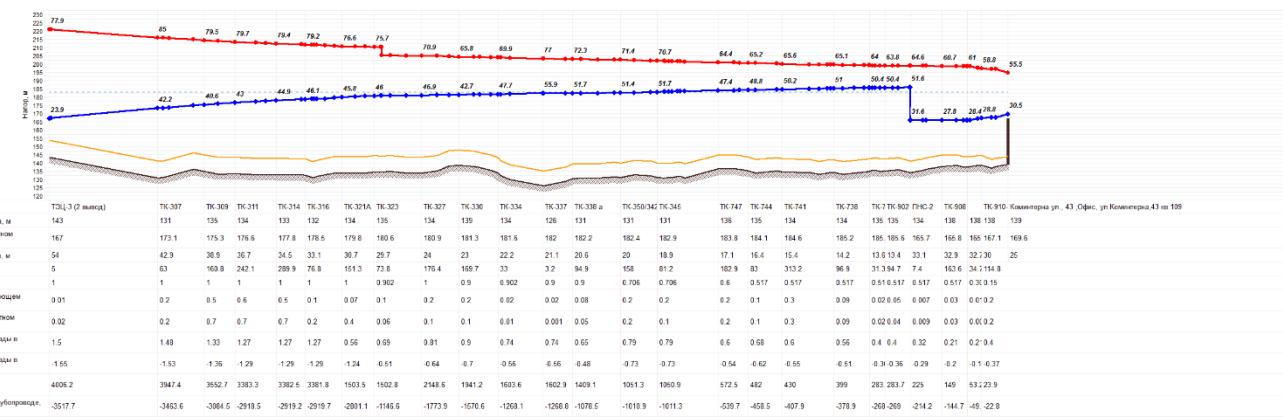


Рисунок 1.29 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Коминтерна 43

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 46 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.30-1.31. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 63 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 28 м.вод.ст, избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора.

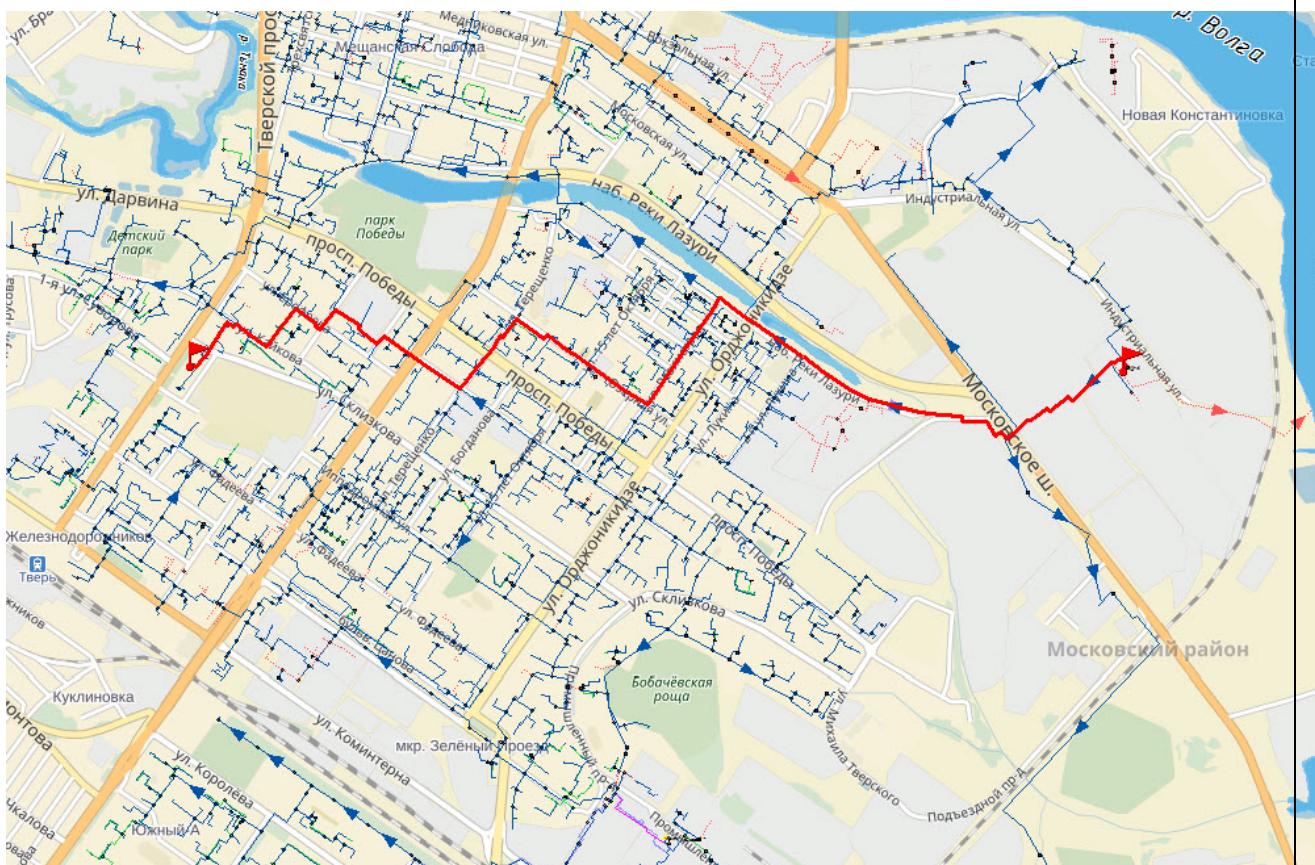


Рисунок 1.30 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 46

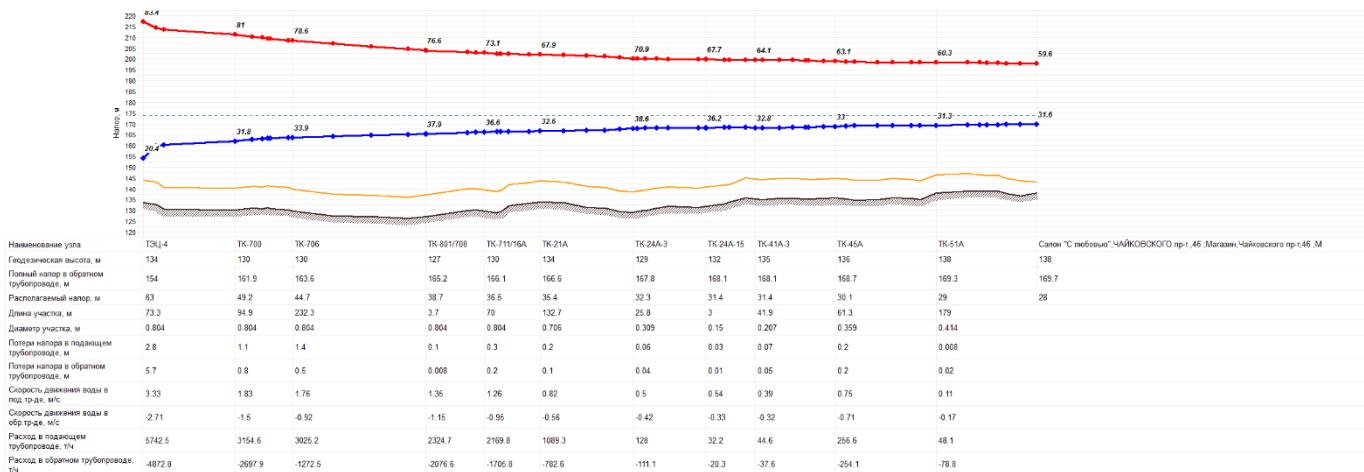


Рисунок 1.31 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 46

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии котельная «Южная» до потребителя Школа №51 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.32-1.33. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 59 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 31,5 м.вод.ст, избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора.

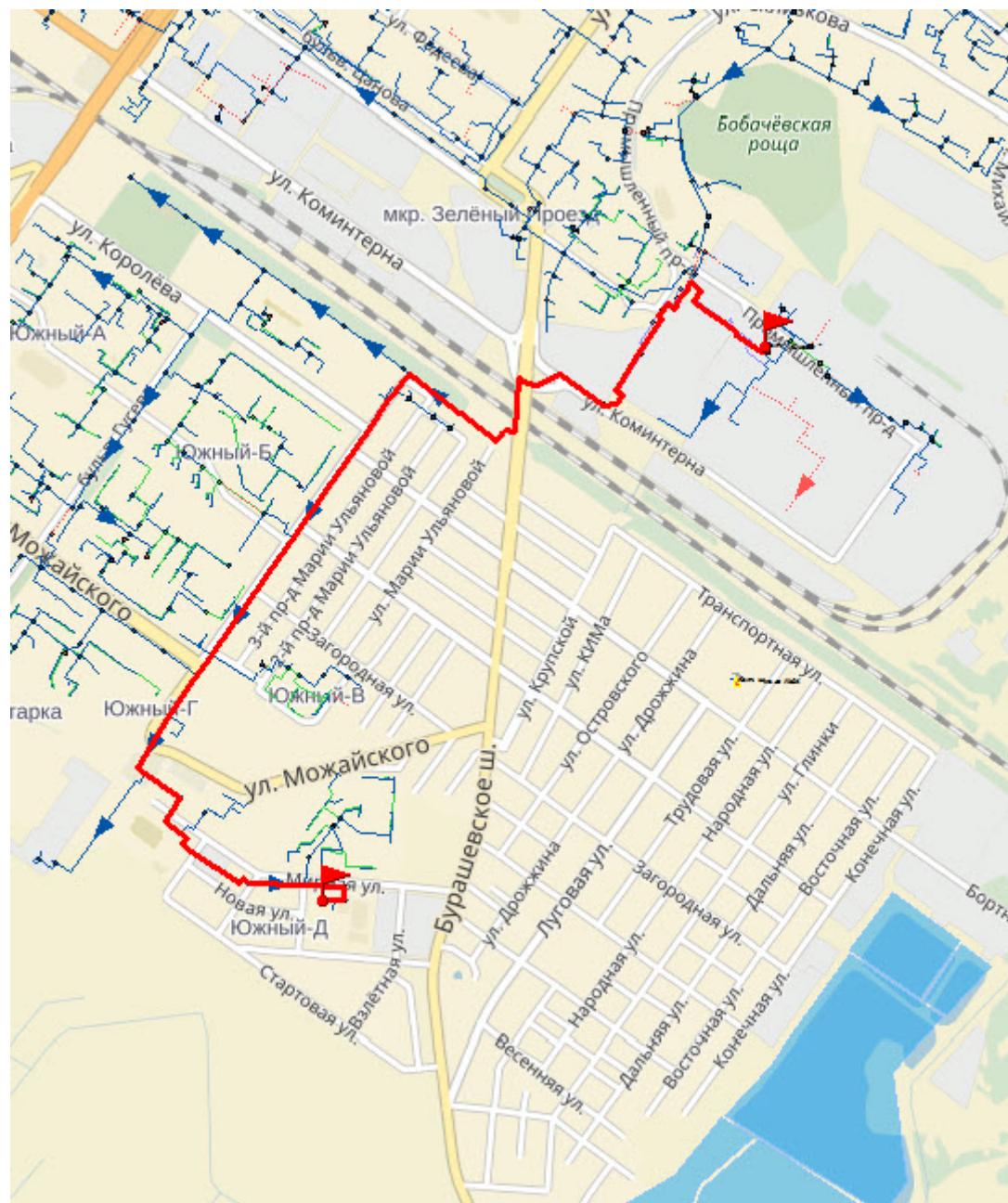


Рисунок 1.32 – Путь движения теплоносителя от котельной «Южная» до потребителя Школа №51

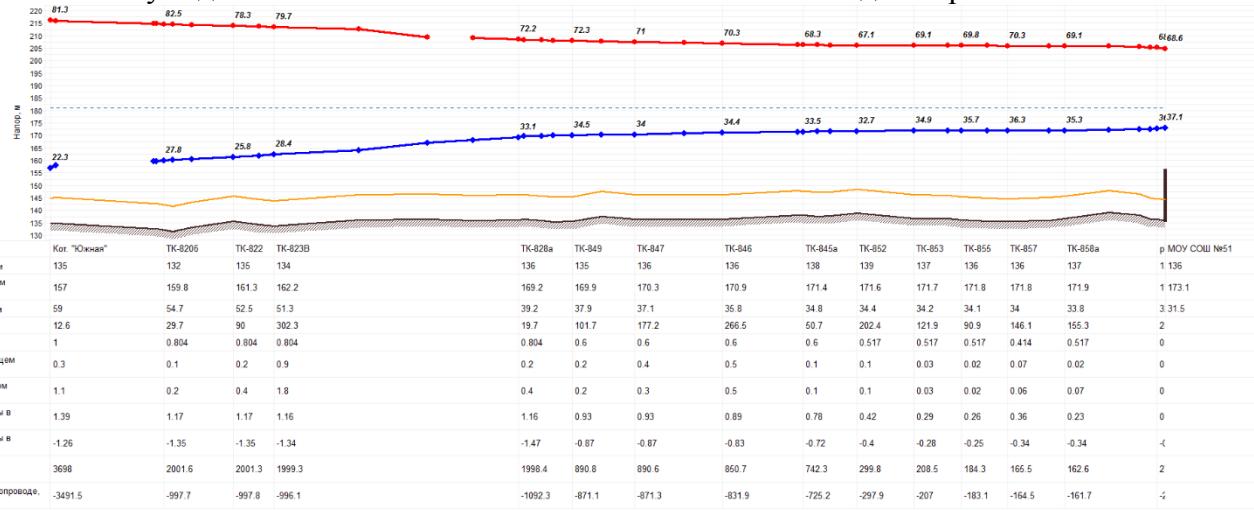


Рисунок 1.33 - Пьезометрический график вдоль пути от котельной «Южная» до потребителя Школа №51

Существующее положение. Летний режим.

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ-3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.34-1.35. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 34 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе в ЦТП №13 составляет 15,5 м.вод.ст. Во втором контуре ГВС располагаемый напор составляет 20 м.вод.ст., ограничение избыточной циркуляции горячей воды у потребителя производится дроссельным устройством на циркуляционной линии.

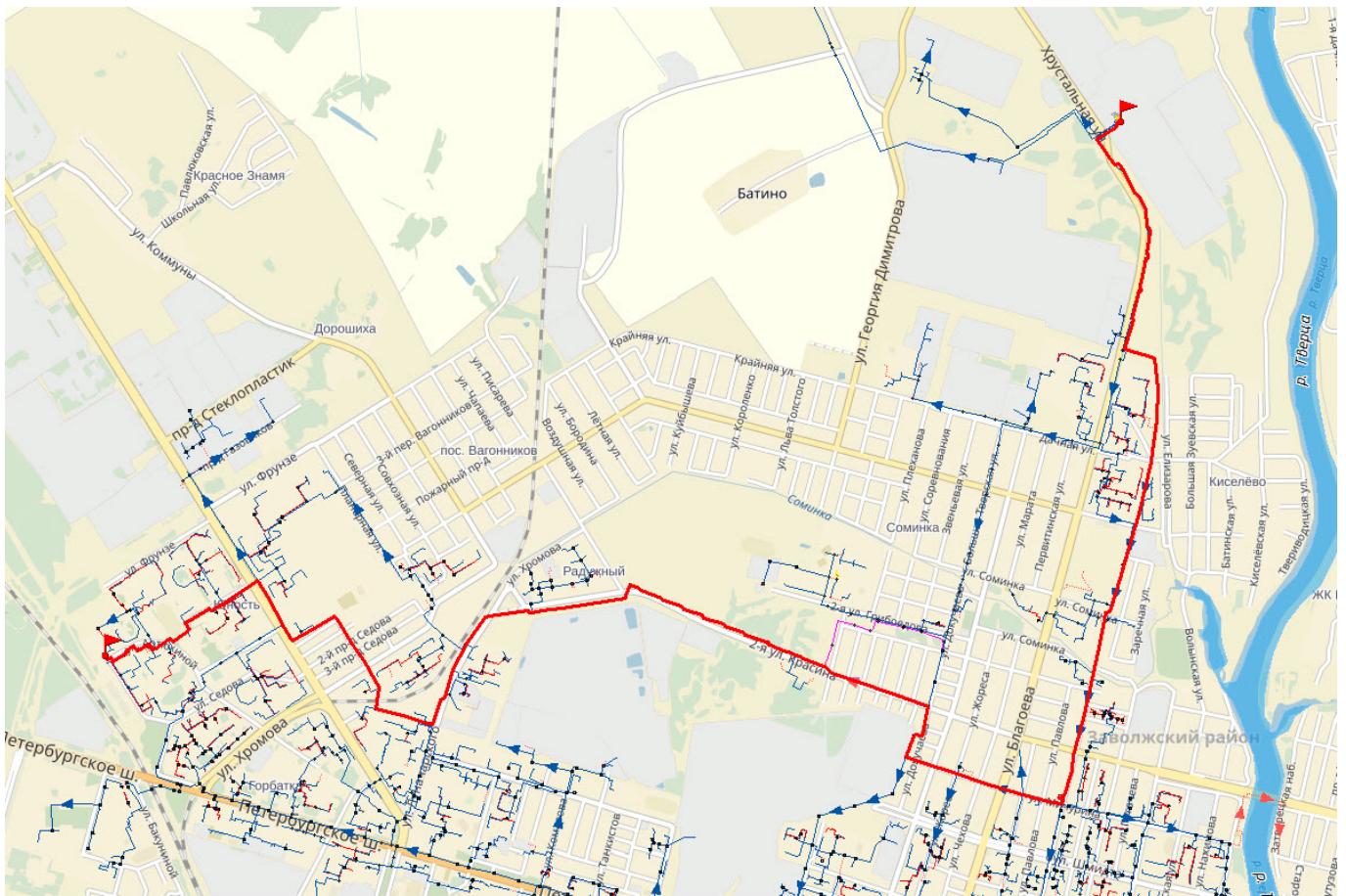


Рисунок 1.34 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26

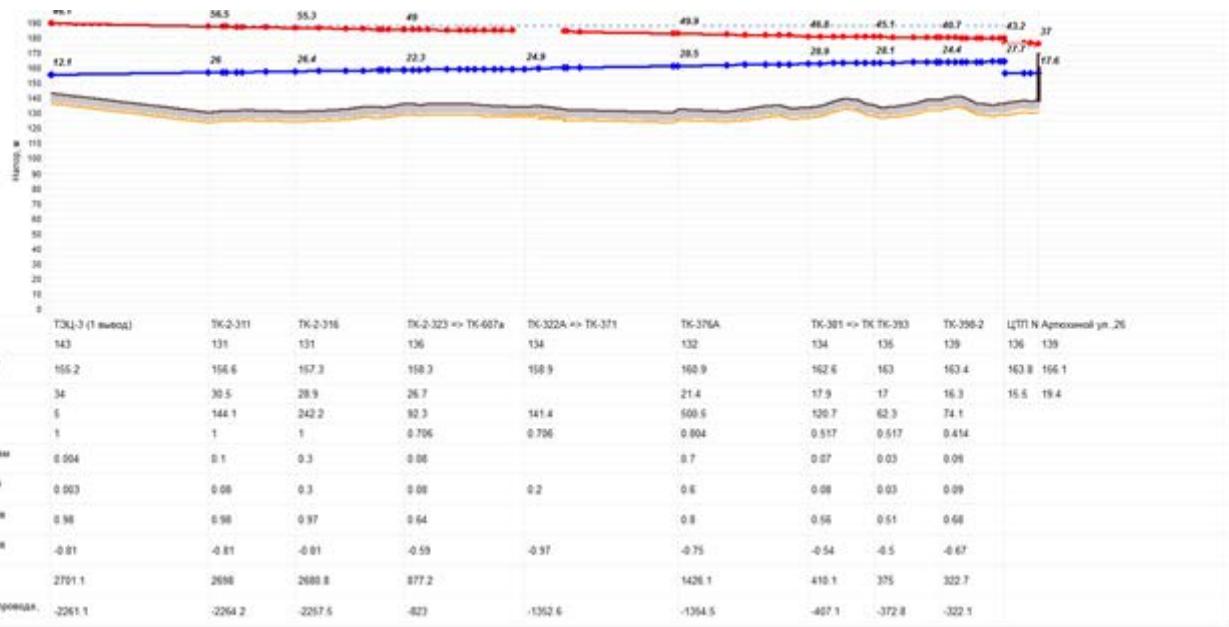


Рисунок 1.35 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-3 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Артюхиной 26

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ-1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.36-1.37. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 37 м.вод.ст. Располагаемый напор на воде в ЦПП №115 составляет 15,5 м.вод.ст. Во втором контуре ГВС располагаемый напор составляет 20 м.вод.ст., ограничение избыточной циркуляции горячей воды у потребителя производится дроссельным устройством на циркуляционной линии.



Рисунок 1.36 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54

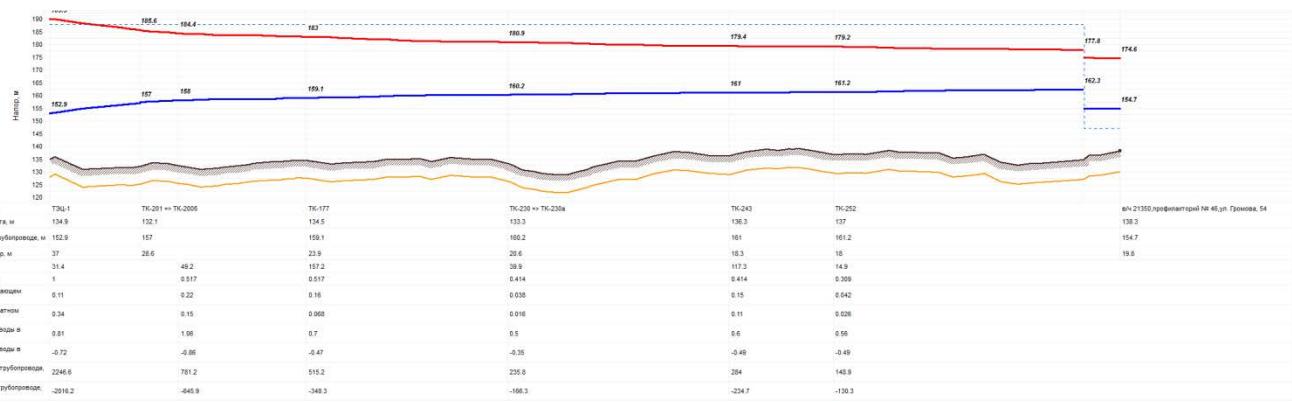


Рисунок 1.37 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-1 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Громова 54

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 100 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, представлены на рисунках 1.38-1.39. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 37 м.вод.ст. Располагаемый напор у потребителя при открытом водоразборе составляет 17 м.вод.ст. при давлении в подающем трубопроводе $3,7 \text{ кгс/см}^2$.

На основании данного графика можно сделать вывод о возможности переключения потребителей р-на Привокзальной площади и бульвара Цанова от котельной Южная к тепловым сетям ТЭЦ-4.

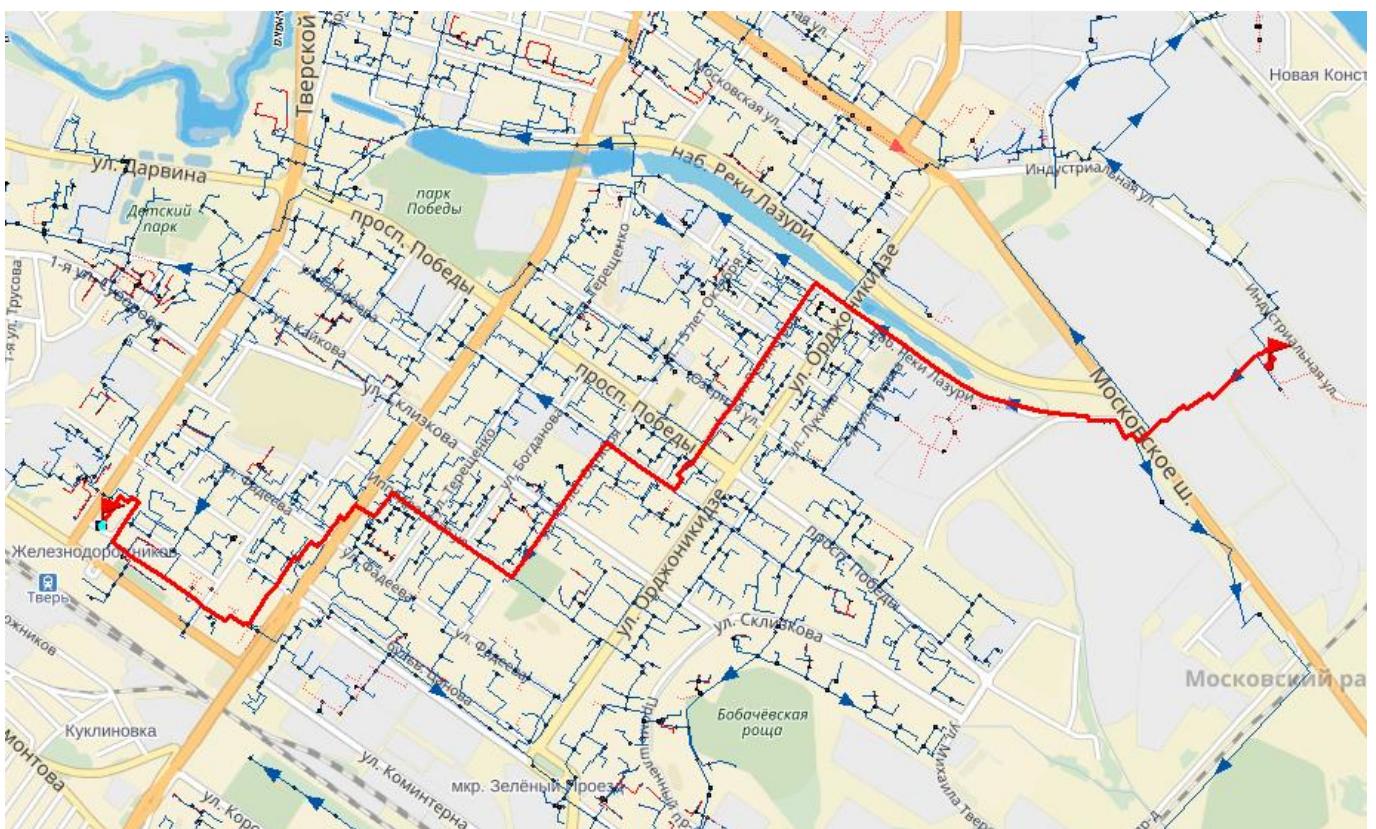


Рисунок 1.38 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 100



Рисунок 1.39 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Чайковского 100

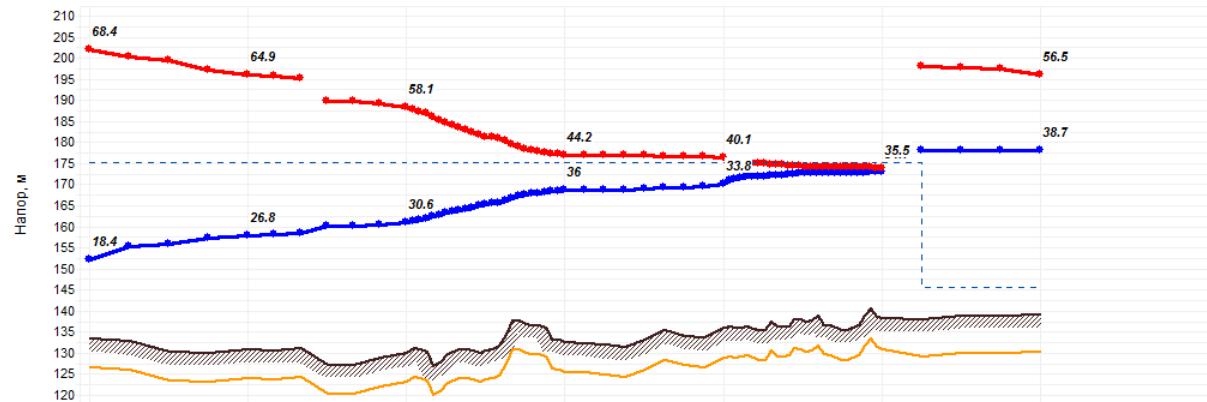
Летний режим. Моделирование режима работы от ТЭЦ-4 при выключенной котельной Южная

При выключении котельной Южная и передаче нагрузки ГВС на ТЭЦ-4, даже при увеличении располагаемого напора с 37 до 50 м.вод.ст., обеспечение удаленных потребителей в зоне действия котельной Южная ул. Можайского, 70не будет качественным. Путь движения теплоносителя и пьезометрический график вдоль этого пути представлены на рисунках 1.40-1.41. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 50 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе в ЦТП №111(1в) составляет 1 м.вод.ст., что недостаточно для работы теплообменников ГВС.

В летнем режиме для поддержания необходимого гидравлического режима в мкр. Южный необходимо котельную Южная использовать как ПНС (повышающая насосная станция).



Рисунок 1.40 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Можайского 70



Наименование узла	ТЭЦ-4	ТК-701	ТК-803	ТК-820	ТК-824	ЦП №111(1в)	ЖД, тп1
Геодезическая высота, м	133.57375	131	130.16629	132.59108	136.08362	138.25244	139.35059
Полный напор в обратном трубопроводе, м	152	157.8	160.8	168.6	169.9	172.8	178
Располагаемый напор, м	50	38.138	27.495	8.257	6.281	1	17.758
Длина участка, м	73.3	59.5	45.7	8.4	243.3		
Диаметр участка, м	0.804	0.804	0.517	0.804	0.6		
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.918	0.255	0.513	0.005	0.96		
Потери напора в обратном трубопроводе, м	3.293	0.151	0.307	0.013	0.948		
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2.89	1.982	1.657	0.612	1.098		
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.094	-1.506	-1.235	-0.731	-1.07		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	9.082	4.279	5.211	0.611	2.83		
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.865	2.531	2.979	1.544	2.744		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5161.01	3538.8	1222.29	1090.96	1088.26		
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-3793.92	-2731.64	-926.6	-546.49	-1079.61		

Рисунок 1.41 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Можайского 70

Аварийный режим. 1 вариант.

Аварийная ситуация - останов котельного оборудования на котельной «Южная» по причине отсутствия основного топлива (газ) и перевод работы котельной в режим «насосной» в зимний период при минимальных температурах наружного воздуха.

Источник теплоснабжения обособленной зоны - ТЭЦ-4.

Результаты расчета:

Баланс тепловой мощности источника ТЭЦ-4 при допустимых ограничениях, применяемых в аварийных ситуациях, показывает дефицит располагаемой мощности около 25 Гкал/ч.

На тепловых сетях:

При существующем положении (2018 год) гидравлический режим работы при отключении котельной «Южная» и открытии перемычки в камере ТК820 невозможен.

В случае перевода котельной «Южная» в режим подкачивающей насосной станции и увеличения располагаемого напора на выходе ТЭЦ-4 до 70 м.вод.ст. происходит (рисунки 1.42, 1.43):

- опрокидывание циркуляции на магистральном трубопроводе (от ТК816в до ТК-819А), как следствие нарушение теплоснабжения потребителей в зоне действия ТЭЦ;
- при температуре на выходе 150 °С обеспеченность потребителей тепловой энергией на нужды отопления 0,7 при норме 0,86;
- ограниченная пропускная способность вывода Ду800 с ТЭЦ-4(расход не более 6400 т/ч при скорости 3,8 м/с);
- расход теплоносителя через котельную Южная снижается в 2 раза с 3500 до 1800 т/ч.

Аварийный режим не возможен.

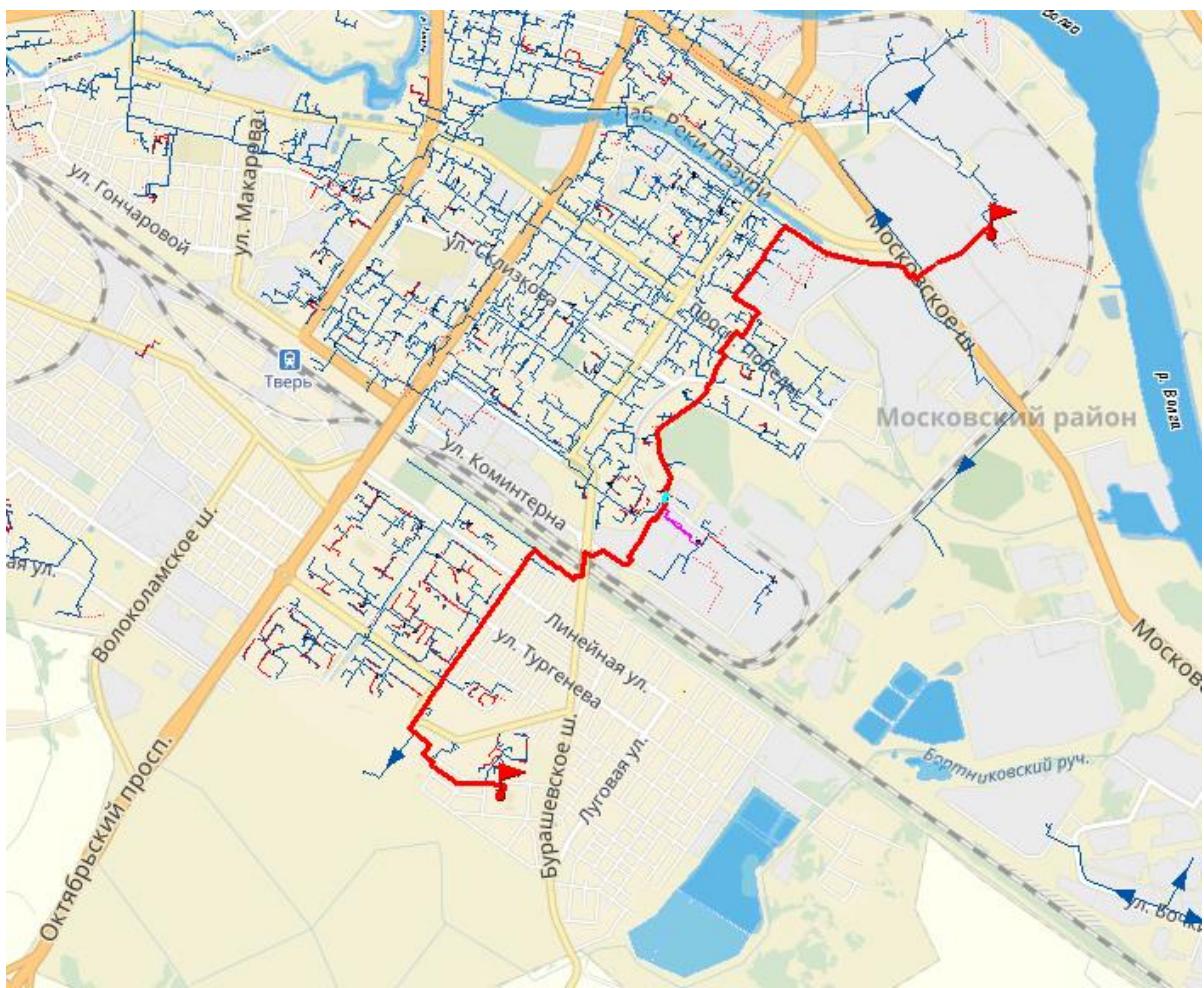


Рисунок 1.42 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51

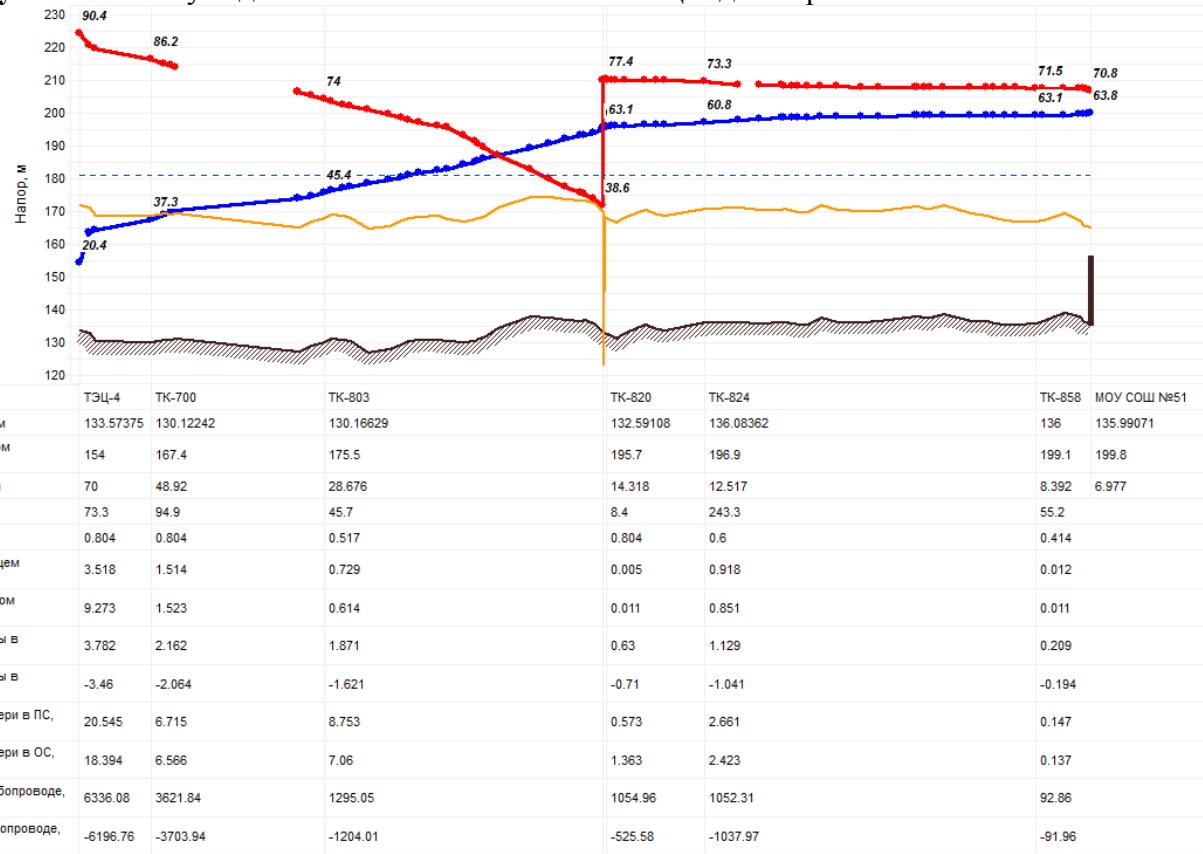


Рисунок 1.43 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51

При проведении ряда мероприятий по переводу котельной Южная в режим насосной станции возможна работа тепловой сети в аварийном режиме только в ограниченной зоне по границе улиц: бульвар Цанова, улица Коминтерна.

Располагаемый напор на выходе с ТЭЦ 4 увеличен с 60 до 70 м.вод.ст.

При температуре на выходе 150°C обеспеченность потребителей тепловой энергией на нужды отопления составляет 0,95. При температуре на выходе 120 °C обеспеченность снижается у отдельных потребителей до 0,77 при норме 0,86.

Аварийный режим. 2 вариант.

При переключении потребителей ТЭЦ-4 и котельной «Южная» общей нагрузкой 118 Гкал/ч на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3(рисунок 1.44) гидравлический режим работы системы теплоснабжения возможен при следующих условиях:

- в тепловых узлах потребителей отключить ГВС;

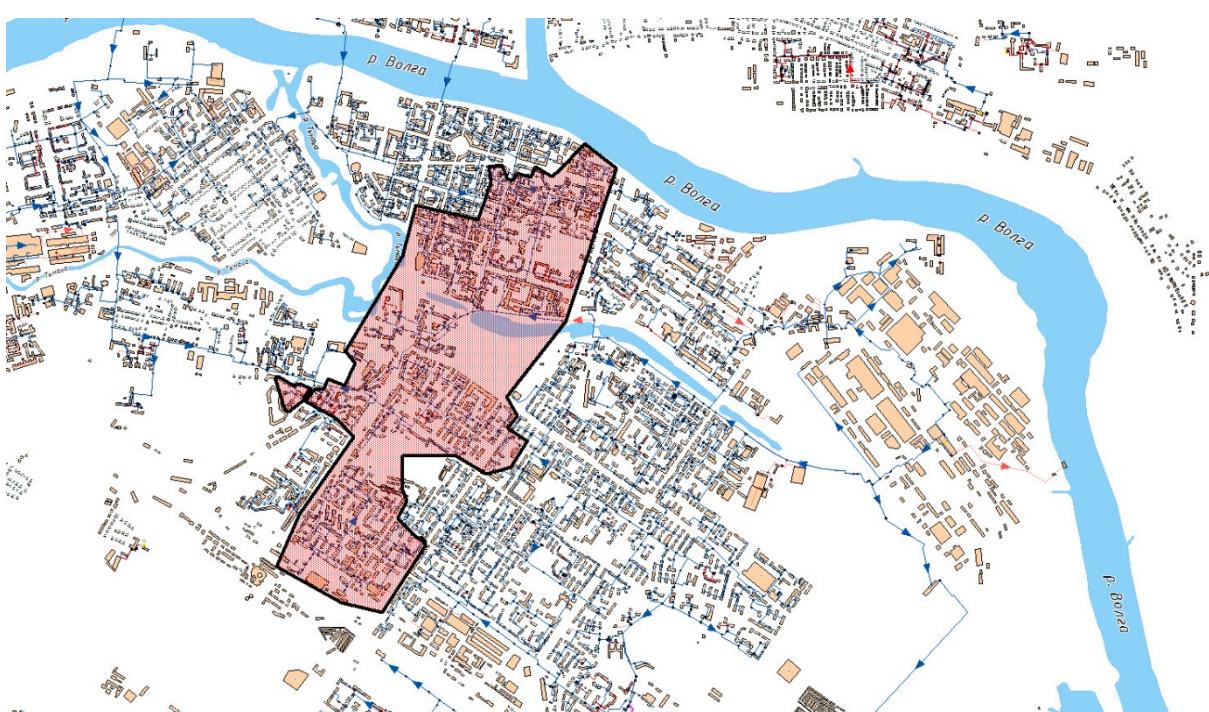


Рисунок 1.44- Зона, переключаемая от ТЭЦ-4 на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3

- переключение части нагрузки на ТЭЦ 1 и ТЭЦ 3, согласно карте переключений (таблица 1.17);

Таблица 1.17- Карта переключений аварийного режима.

№	участок		Ду	Положение арматуры	Примечание
	камера	камера			
1	ТК-17д	ТК-16Д	500	закрыто	ТЭЦ-4
2	ТК-911	ТК-913	500	открыто	ТЭЦ-3
3	ТК-72	ТК-410	400	открыто	ТЭЦ-3
4	ТК-74А	ТК-74	700	открыто	ТЭЦ-3

№	участок		Ду	Положение арматуры	Примечание
	камера	камера			
5	ТК-715	ТК-716	600	закрыто	ТЭЦ-4
6	ТК-41А	ТК-42А	600	закрыто	ТЭЦ-4
7	ТК-45А-8	ТК-45А-6	150	закрыто	ТЭЦ-4
8	ТК-734	ТК-733	500	открыто	ТЭЦ-3
9	ТК-8Б-8	д.28к1	100	открыто	ТЭЦ-4
10	ул. Фадеева д.19	ТК-12Б-44	80	открыто	ТЭЦ-4
11	ул. Фадеева д.36к1	ул. Фадеева д.34к2	200	открыто	ТЭЦ-4
12	ТК-5Б	ТК-5Б-1	250	открыто	ТЭЦ-4

- увеличение располагаемого напора на выходе ТЭЦ-4 до 70 м.вод.ст.;
- перевод котельной Южная в режим подкачивающей насосной станции (перекачка теплоносителя по подающему трубопроводу с напором 40 м.вод.ст.);
- для обеспечения циркуляции в ЦП №131 и ЦП № 96 установить повышительный насос.

Путь движения теплоносителя и пьезометрический график вдоль пути представлены на рисунках 1.45 и 1.46.

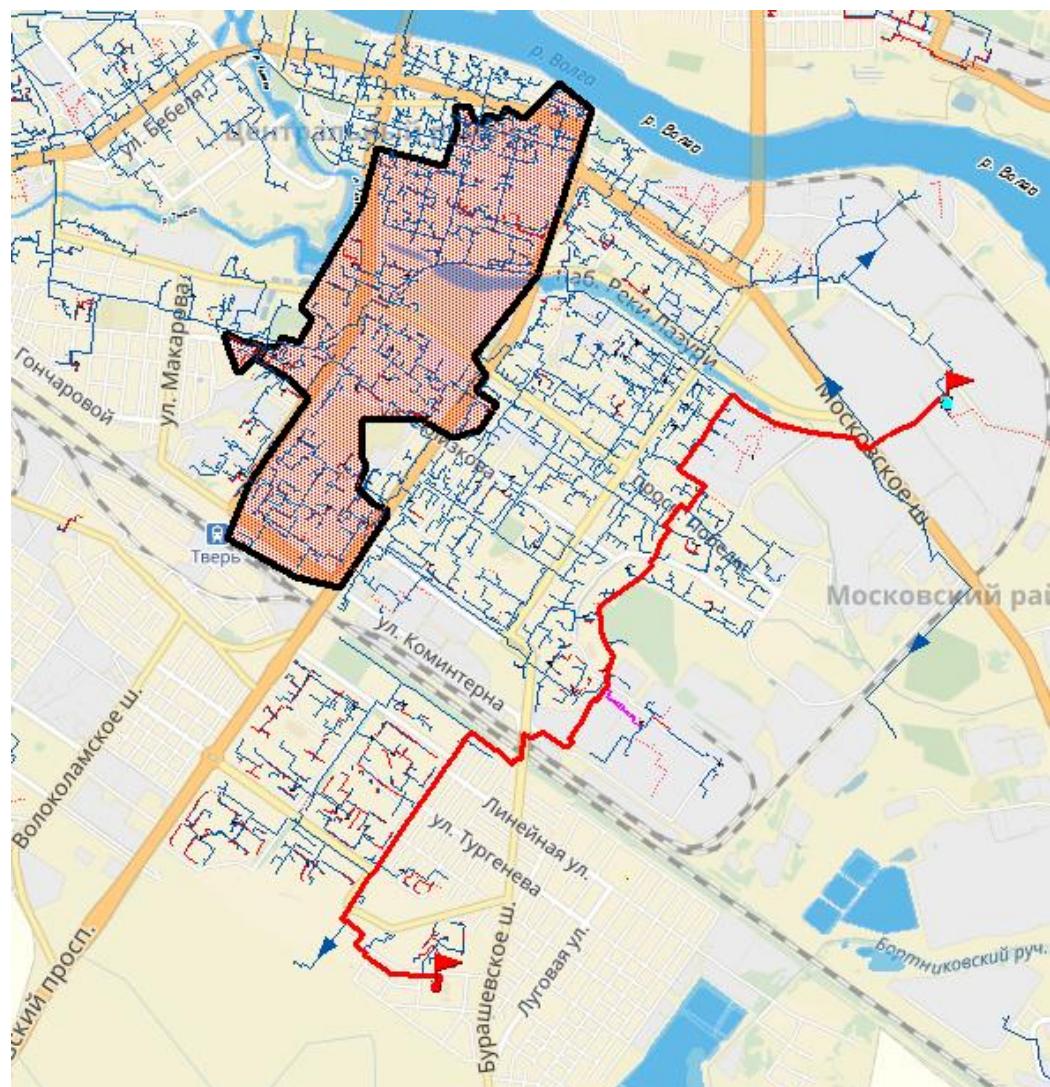


Рисунок 1.45 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя Школа №51

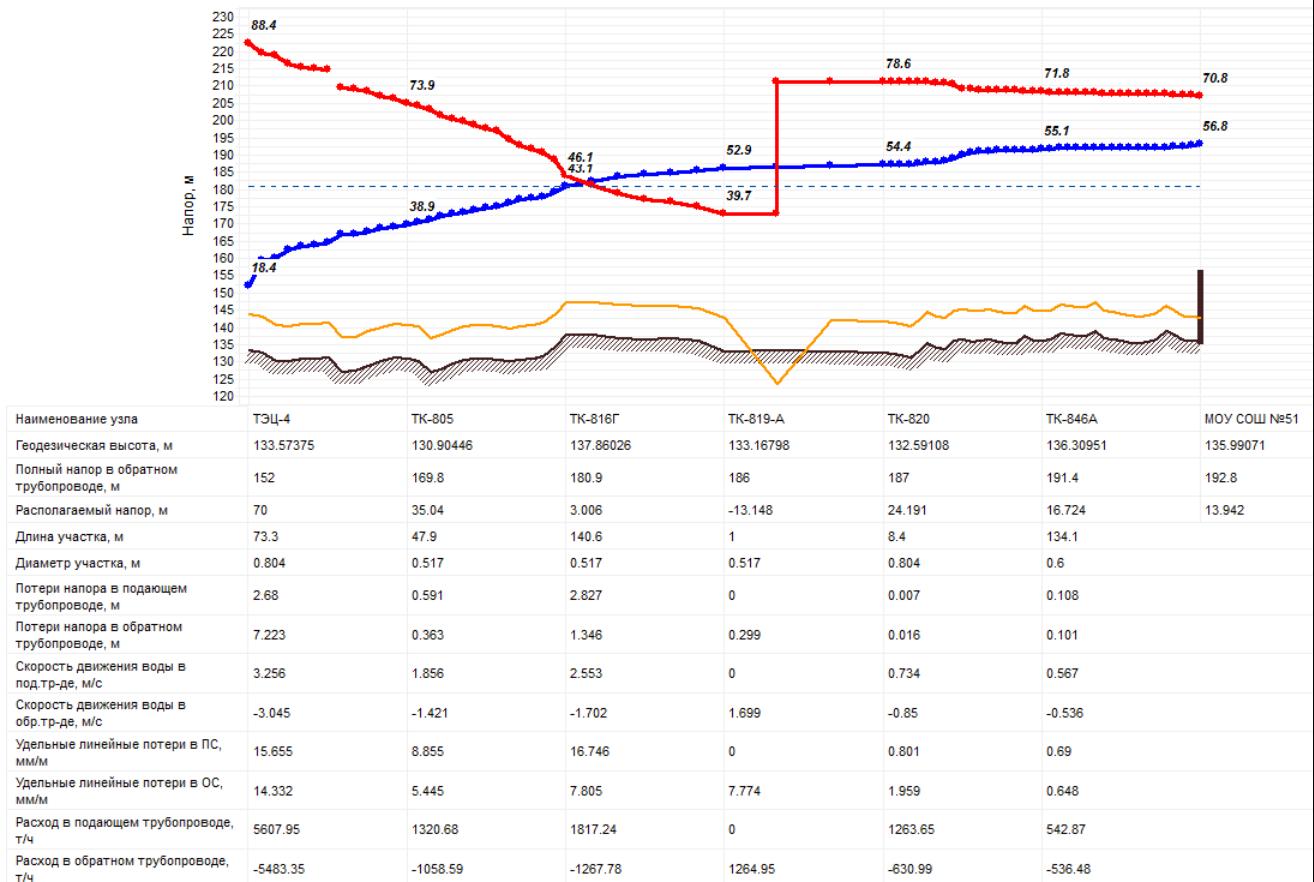


Рисунок 1.46 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-3 до потребителя Школа №51

Вывод:

При существующих параметрах работы ТЭЦ-4, параметрах и характеристиках тепловых сетей от ТЭЦ-4 и котельной «Южная», перевод потребителей котельной «Южная» на ТЭЦ-4 на срок не менее 5 суток с обеспечением минимальных температурных режимов предусмотренных действующими правилами и нормами; требуемого гидравлического режима – возможен при условии передачи части нагрузки на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3, установки повышительных насосов в ЦТП №131 и ЦТП № 96, а также перекладки участка тепловой сети ТК-820-20 до камеры ТК-819.

При реализации рекомендуемых мероприятий теплообеспеченность удаленных потребителей от ТЭЦ-4 в микрорайоне Южный г. Тверь будет составлять 0,72 при допустимом значении 0,86. В существующей зоне отопления ТЭЦ 4 обеспеченность составит не менее 0,82.

В такой ситуации, когда снижается качество тепловой энергии, мы не допускаем размораживания системы теплоснабжения потребителей.

Следует отметить, что в совокупности с мероприятиями перечисленных выше и поддержанием температуры $T1=150$ °С в подающем трубопроводе на выходе из ТЭЦ - 4 теплообеспеченность потребителей составит не менее 0,86.

Режим переключения части нагрузки от котельной Южная к ТЭЦ-4.

Без проведения мероприятий по увеличению пропускной способности обеспечение гидравлического режима достичь крайне затруднительно. В электронной модели, при условии наладоч-

ных мероприятий, расход теплоносителя на выходе из ТЭЦ-4 составил 6300 т/ч при необходимом расходе 7000 т/ч.

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ 4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Волоколамский 47 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, для режима переключения части нагрузки **без перекладки сетей** представлены на рисунках 1.47-1.48. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 63 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 20,5 м.вод.ст., избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора.

Наиболее удаленные потребители в зоне переключения нагрузок **не обеспечиваются** тепловой энергией в достаточном объеме.

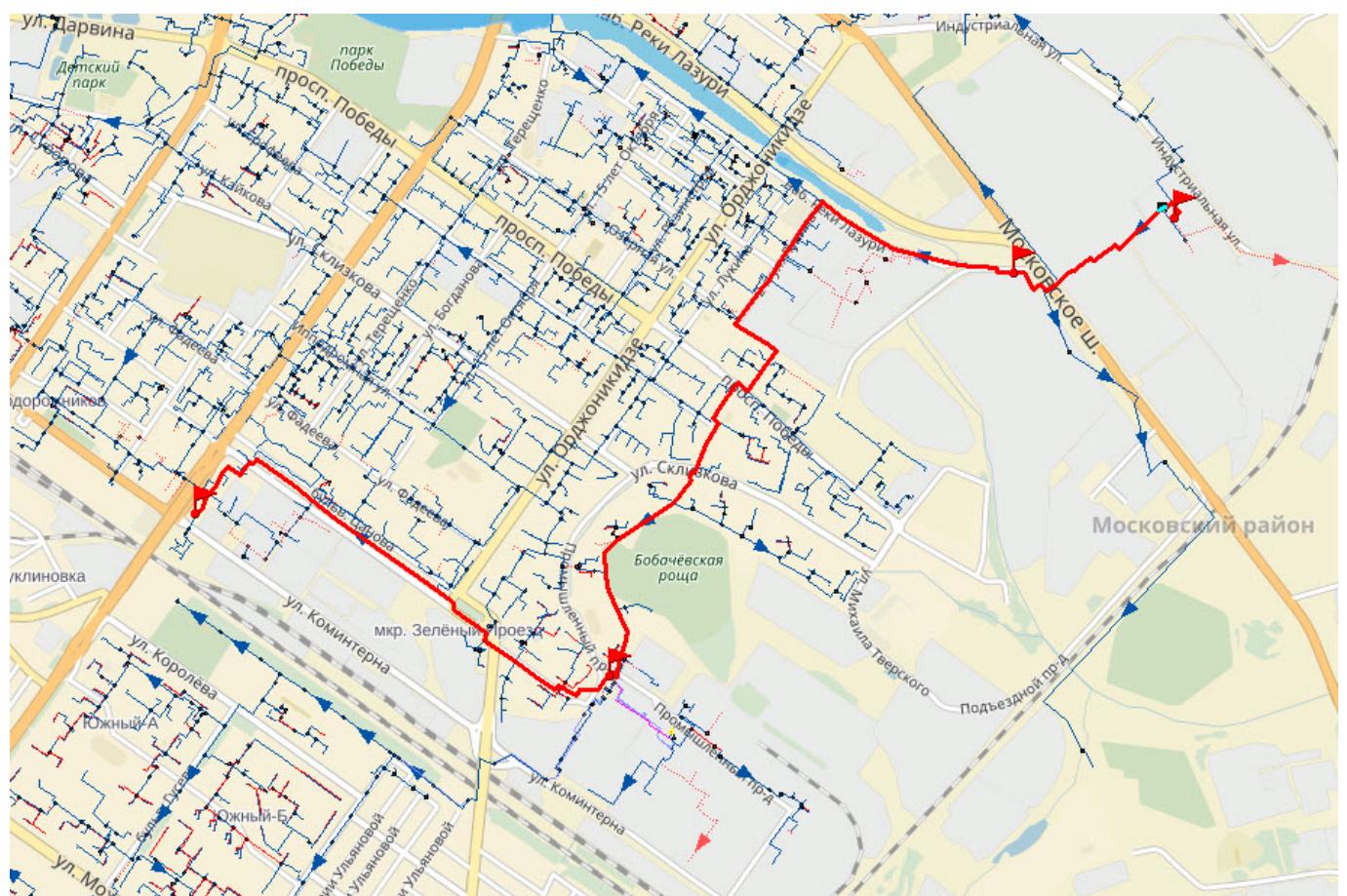


Рисунок 1.47 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47

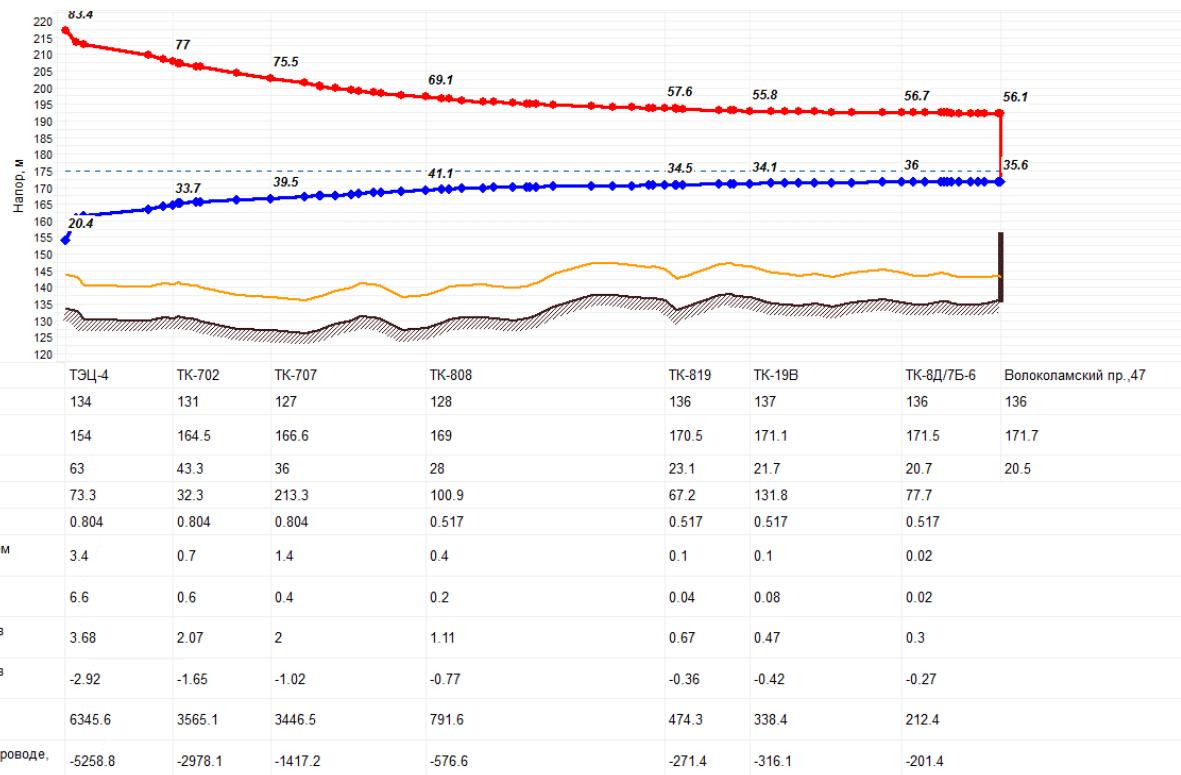


Рисунок 1.48 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47

На основании откалиброванной электронной модели смоделирован режим работы ТЭЦ-4 до камеры ТК-820 (р-н Привокзальной площади, Зеленый пр-д, б-р Цанова) с учетом проведенных мероприятий.

Данный режим представлен в электронной модели в слое «TC_отопительный_120_2_вариант».

Таблица 1.18 – Карта переключений

№	участок		Ду	Тр-д	Положение арматуры
	камера	камера			
1	TK-5Б	TK-5Б-1	250	под	открыто
			250	обр	открыто
2	TK-12Б	TK-11Б	250	под	открыто
			250	обр	открыто
3	TK-15Б	ЦТП пр.Волоколамский, д.24	150	под	открыто
			150	обр	открыто
4	TK-16Б	TK-17Б	500	под	открыто
			500	обр	открыто
5	TK-819А	TK-819	500	под	открыто
			500	обр	открыто
6	TK820	TK-819А	500	под	закрыто
			500	обр	открыто

Данный режим возможен только при условии:

- перекладки магистральной сети от ТЭЦ-4. Информация о перекладке представлена на рисунке 1.49 и в таблице 1.19;
- выполнение повторной наладки тепловых сетей;
- увеличение располагаемого напора на ТЭЦ-4 до 63 м.вод.ст.

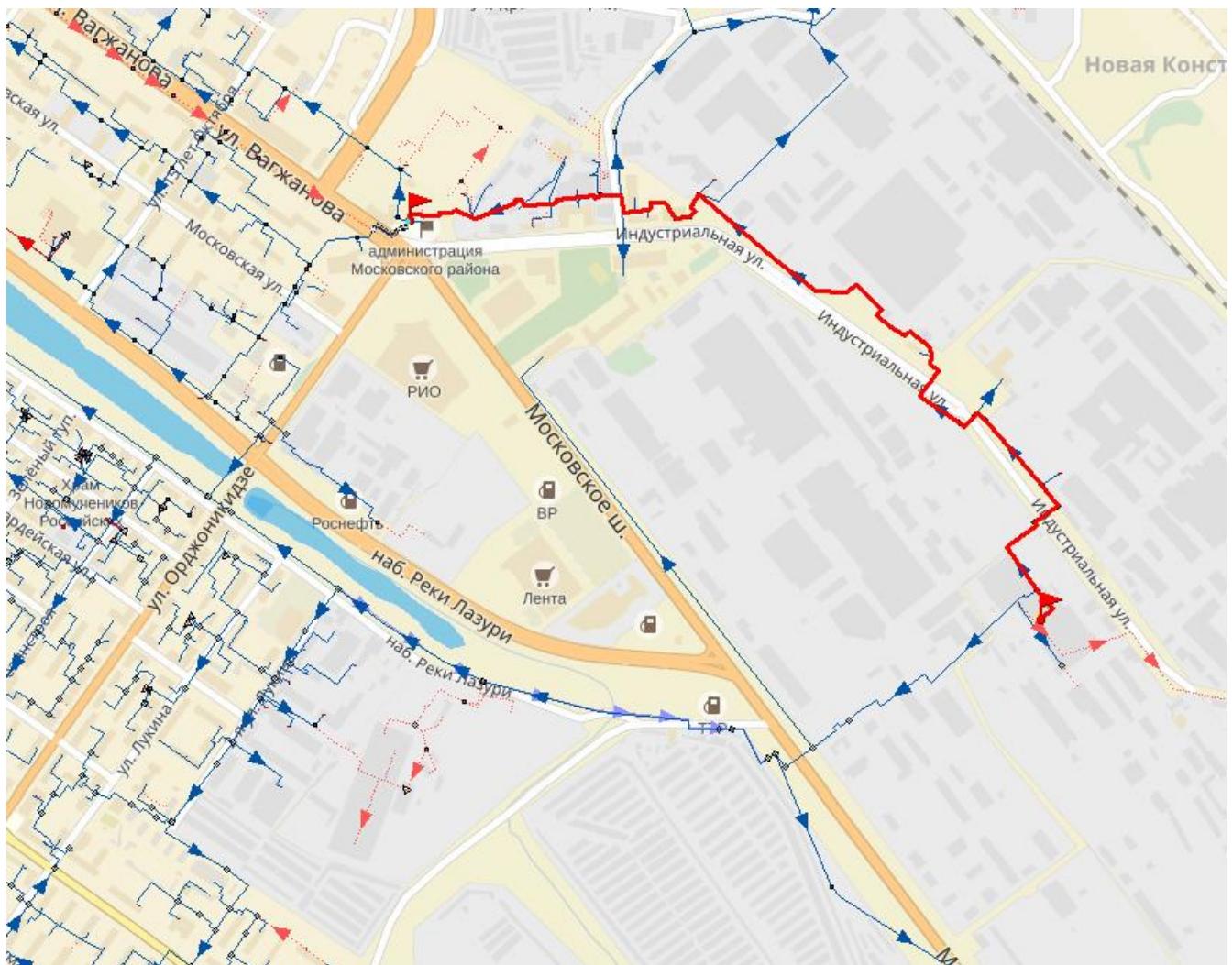


Рисунок 1.49—Перекладка магистральной сети от ТЭЦ-4

Таблица 1.19 – Перекладка магистральной сети

№	Участок		Существующий диаметр, мм		Новый диаметр, мм		Протяженность (из электронной модели), м
	камера	камера	под.	обр	под.	обр	
1	ТЭЦ-4	ТК-ТЭЦ-4	800	800	1200	1200	73,3
2	ТК-ТЭЦ-4	ТК-1П	700	700	1200	1200	169,1
3	ТК-1П	ТК-2П	700	700	1200	1200	50,7
4	ТК-2П	ТК-2П => ТК-3П	700	700	1200	1200	3,7
5	ТК-2П => ТК-3П	ТК-3П	700	700	1200	1200	48,2
6	ТК-3П	ТК-4П	700	700	1200	1200	155,0
7	ТК-4П	ТК-5П	700	700	1200	1200	26,5
8	ТК-5П	ТК-6П	700	700	1200	1200	40,4
9	ТК-6П	ТК-7П+	700	700	1200	1200	90,9

№	Участок		Существующий диаметр, мм		Новый диаметр, мм		Протяженность (из электронной модели), м
	камера	камера	под.	обр	под.	обр	
10	TK-7П+	TK-8П	700	700	1200	1200	31,8
11	TK-8П	TK-9П	700	700	1200	1200	56,7
12	TK-9П	TK-10П	700	700	1200	1200	34,8
13	TK-10П	TK-11П	700	700	1200	1200	73,1
14	TK-11П	TK-12П	700	700	1200	1200	279,5
15	TK-12П	TK-13П	700	700	1200	1200	188,0
16	TK-13П	TK-16П	700	700	1200	1200	69,2
17	TK-16П => TK-17	TK-17	600	600	1200	1200	24,5
18	TK-16П	TK-16П => TK-17	600	600	1200	1200	3,0
19	TK-17	TK-20	600	600	1200	1200	76,3
20	TK-20	TK-20П	600	600	1200	1200	76,7
21	TK-20П	TK-22	600	600	1200	1200	142,4
22	TK-22	TK-24	600	600	1200	1200	164,8
23	TK-24	TK-26	600	600	1200	1200	137,2
ИТОГО							2015,6

Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии ТЭЦ 4 до потребителя по адресу г. Тверь, пр. Волоколамский 47 и пьезометрический график вдоль пути, разработанные в электронной модели, для режима переключения части нагрузки представлены на рисунках 1.50-1.51. Располагаемый напор на выходе из источника составляет 63 м.вод.ст. Располагаемый напор на вводе потребителя 29,1 м.вод.ст., избыточный располагаемый напор гасится соплом элеватора. После увеличения диаметров магистральной сети располагаемый напор у потребителя увеличивается.

Суммарный расход теплоносителя на выходе из ТЭЦ -4 увеличивается до 7000 т/ч, что обеспечивает ЦТП и ИТП потребителей тепловой энергией в полном объеме. Гидравлический режим позволяет обеспечить теплоносителем наиболее удаленных потребителей (в зоне переключения нагрузок) о достаточном объеме.

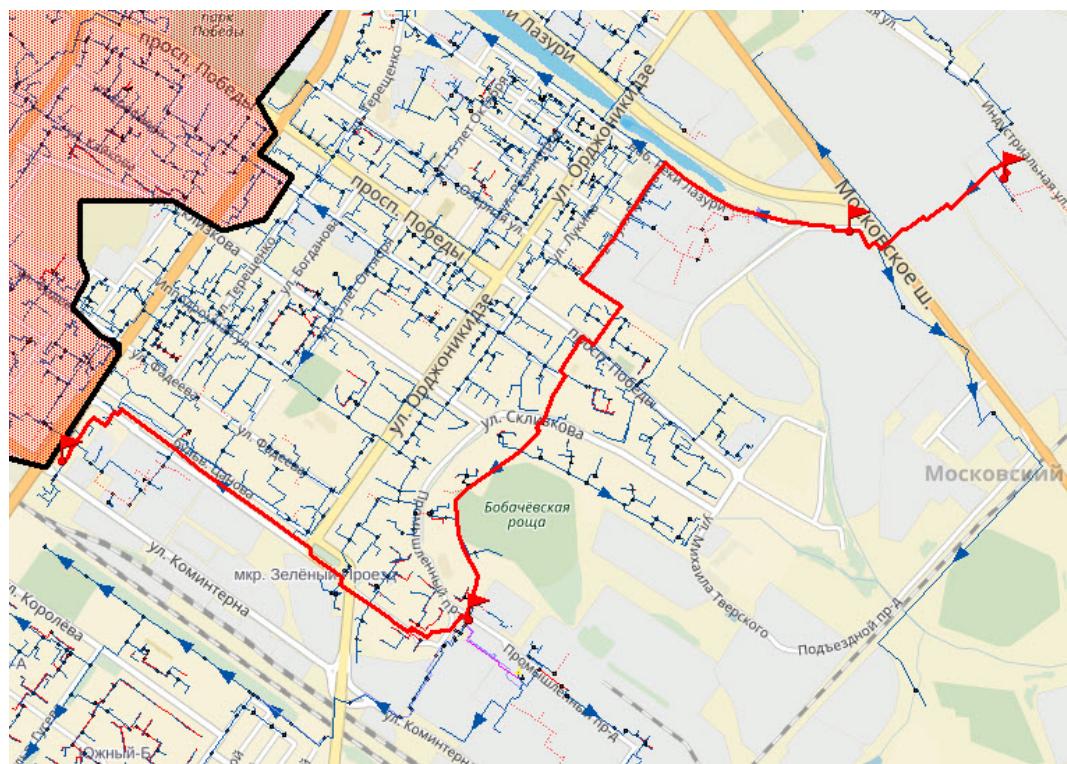
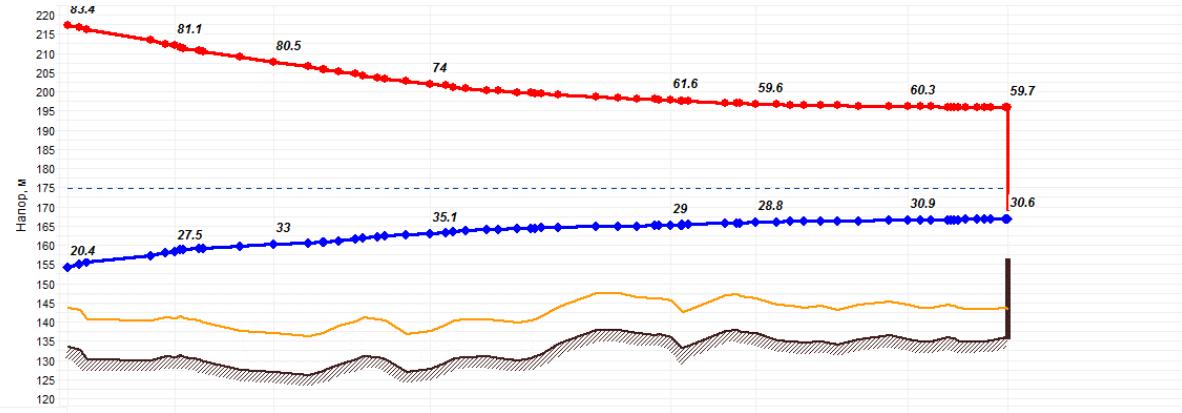


Рисунок 1.50 – Путь движения теплоносителя от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47



Наименование узла	ТЭЦ-4	ТК-702	ТК-707	ТК-808	ТК-819	ТК-19В	ТК-8Д/7Б-6	Волоколамский пр.47
Геодезическая высота, м	134	131	127	128	136	137	136	136
Полный напор в обратном трубопроводе, м	154	158.3	160.1	163	165.1	165.8	166.5	166.6
Располагаемый напор, м	63	53.6	47.4	38.9	32.6	30.8	29.5	29.1
Длина участка, м	73.3	32.3	213.3	100.9	67.2	131.8	77.7	
Диаметр участка, м	1.392	0.804	0.804	0.517	0.517	0.517	0.517	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.3	0.6	1.1	0.5	0.2	0.1	0.03	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.9	0.5	0.4	0.3	0.06	0.1	0.03	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.35	1.89	1.81	1.21	0.75	0.54	0.33	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.11	-1.55	-0.95	-0.89	-0.46	-0.5	-0.31	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	7000.1	3254.5	3124.8	861.2	536.3	384.5	235.6	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5975.7	-2788.2	-1317.6	-661.2	-342.1	-370.3	-230.8	

Рисунок 1.51 - Пьезометрический график вдоль пути от ТЭЦ-4 до потребителя г. Тверь, пр. Волоколамский 47

Теплогидравлические расчеты показывают, что при существующих дефицитах мощности на обоих источниках (с учетом ГВС максимальной), в отопительный период невозможно переключить на ТЭЦ -4 всю присоединению нагрузку потребителей, находящихся в зоне теплоснабже-

ния котельной «Южная» в границах, прописанных в пункте №1 таблицы №22, без проведения крупнозатратных неокупаемых мероприятий на тепловых сетях.

В соответствии с режимными картами (пункт №1 таблицы №22) существующую зону теплоснабжения котельной «Южная» с общей присоединенной нагрузкой потребителей 83,27 Гкал/ч (ГВС максимальная) распределить между источниками ТЭЦ-4 и котельная «Южная».

Предлагается на ТЭЦ-4 перевести снабжение потребителей двумя зонами (пункт №2 таблица №22) общей присоединенной нагрузкой 14,14 Гкал/ч, в том числе по зонам теплоснабжения с учетом остатка на котельной «Южная»:

1. Зона теплоснабжения от котельной «Южная» – 69,06 Гкал/ч;
2. Зона теплоснабжения №2 от ТЭЦ-4 – 6,62 Гкал/ч;
3. Зона теплоснабжения №3 от ТЭЦ-4 – 7,52 Гкал/ч;

Параметры работы источников после распределения нагрузок приведены в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Параметры работы источников на тепловую сеть

Существующее положение	С учетом перераспределения нагрузок
ТЭЦ -4 расход теплоносителя $G = 5742 \text{ т/ч}$, $P1/P2 = 8,3/2,0 \text{ кгс/см}^2$	ТЭЦ -4 расход теплоносителя $G = 5820 \text{ т/ч}$, $P1/P2 = 8,3/2,0 \text{ кгс/см}^2$
ВК «Южная» расход теплоносителя $G = 3700 \text{ т/ч}$, $P1/P2 = 8,1/2,2 \text{ кгс/см}^2$	ВК «Южная» расход теплоносителя $G = 3600 \text{ т/ч}$, $P1/P2 = 8,1/2,2 \text{ кгс/см}^2$

Таблица 1.21– Описание перераспределения нагрузки потребителей ВК «Южная» на ТЭЦ-4

№	Состояние	Источник тепло-снабжения	№ зоны тепло-снабжения	Номер задвижки(место установки)	Состояние запорной арматуры (в отопительном периоде)открыто / закрыто	Присоединённая нагрузка потребителей, Гкал/ч
1	Существующее положение	Кот. «Южная»	1	TK 911 №1,2; TK 16Б №1,2; TK 12В №1,2; тк819а №1; TK 5Б №1,2; TK 15В-2 №1,2; TK 15Б №1,2; TK 5Б-5 №1,2; т/у ж.д. Склизкова, 68; В ж.д. Фадеева, 28к1; В ж.д. Фадеева, 19; В ж.д. Фадеева, 36к1	закрыто	отопление и вентиляция 51,693 Гкал/ч; ГВС ср. ч. 12,1 Гкал/ч ГВС макс. ч. 31,58 Гкал/ч
2	Расчетно-возможное состояние	Кот. «Южная»	1	TK 911 №1,2; TK 16Б №1,2; TK 12В №1,2; тк819а №1; TK 5Б №1,2; TK 5Б-5 №1,2; т/у ж.д. Склизкова, 68; В ж.д. Фадеева, 28к1; В ж.д. Фадеева, 19; В ж.д. Фадеева, 36к1; TK-920; TK-15Б-20; TK-18В; TK-17В; TK-5Б-5 (12-В-1); TK-12В	закрыто	отопление и вентиляция 44,049 Гкал/ч; ГВС ср. час 9,61 Гкал/ч ГВС макс. ч. 25,007
		ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация»	2	TK-920; TK-15B-20 TK-15B; ЦТП пр. Волоколамский д.24	закрыто открыто	отопление 2,798 Гкал/ч; ГВС 1,465 Гкал/ч ГВС макс. ч. 3,823 Гкал/ч
		ТЭЦ-4 ООО «Тверская генерация»	3	TK-18B; TK-17B; TK-12B-1; TK-12B TK-12B; TK-11B	закрыто открыто	отопление 4,846 Гкал/ч; ГВС 1,025 Гкал/ч ГВС макс. ч. 2,67 Гкал/ч

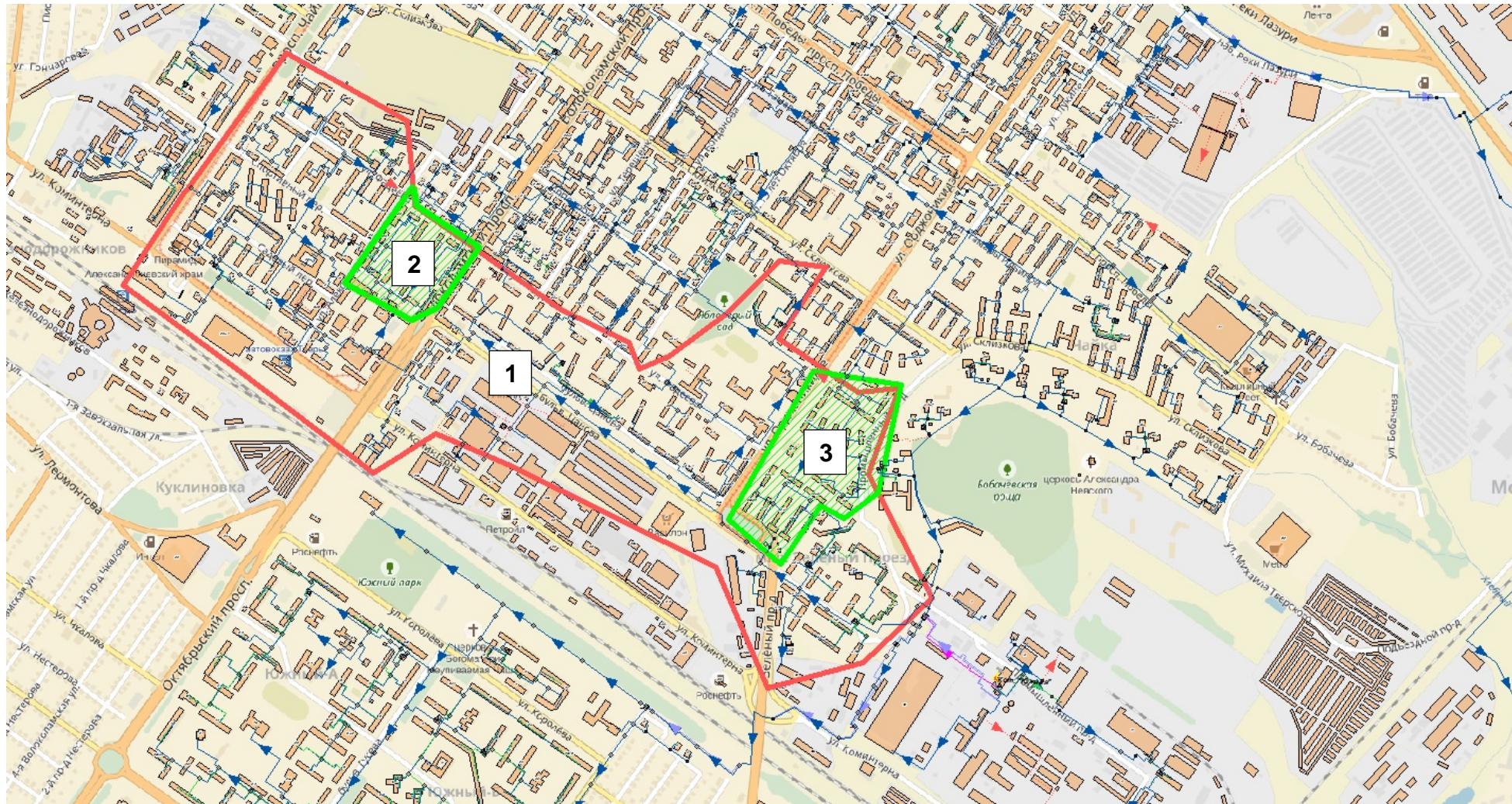


Рисунок 1.52 - Зоны теплоснабжения с учетом перераспределения нагрузки между ТЭЦ-4 и котельной «Южная»

Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ 4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. А. Завидова, д. 28 (зона №2), разработанный в электронной модели, для режима переключения части нагрузки от котельной «Южной» представлен на рисунке 1.53.

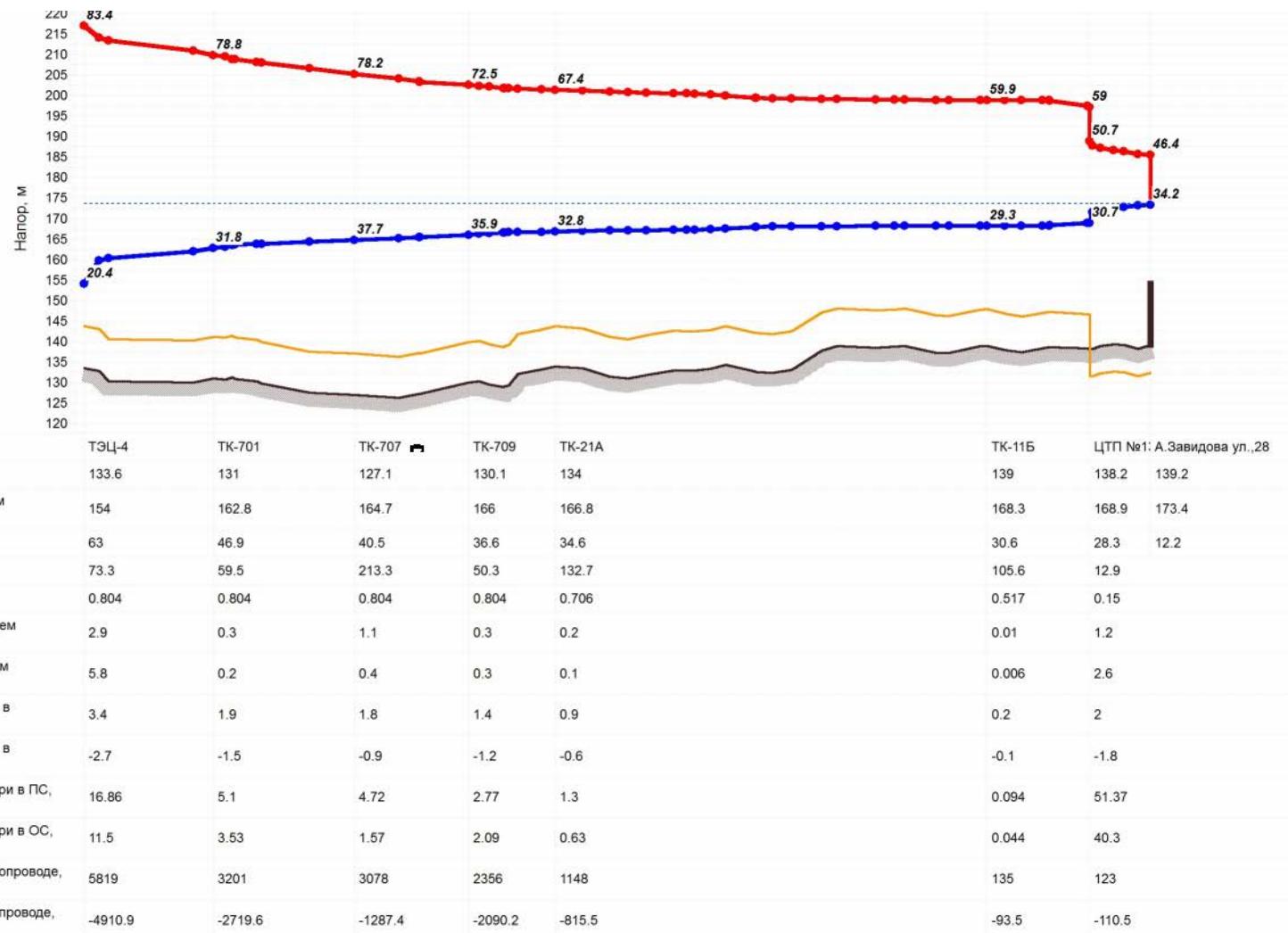


Рисунок 1.53 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - ул. А. Завидова, д. 28

Пьезометрический график вдоль расчетного пути от ТЭЦ 4 до потребителя по адресу г. Тверь, ул. Орджоникидзе, д. 55 (зона №3), разработанный в электронной модели, для режима переключения части нагрузки котельной «Южная» представлен на рисунке 1.54.

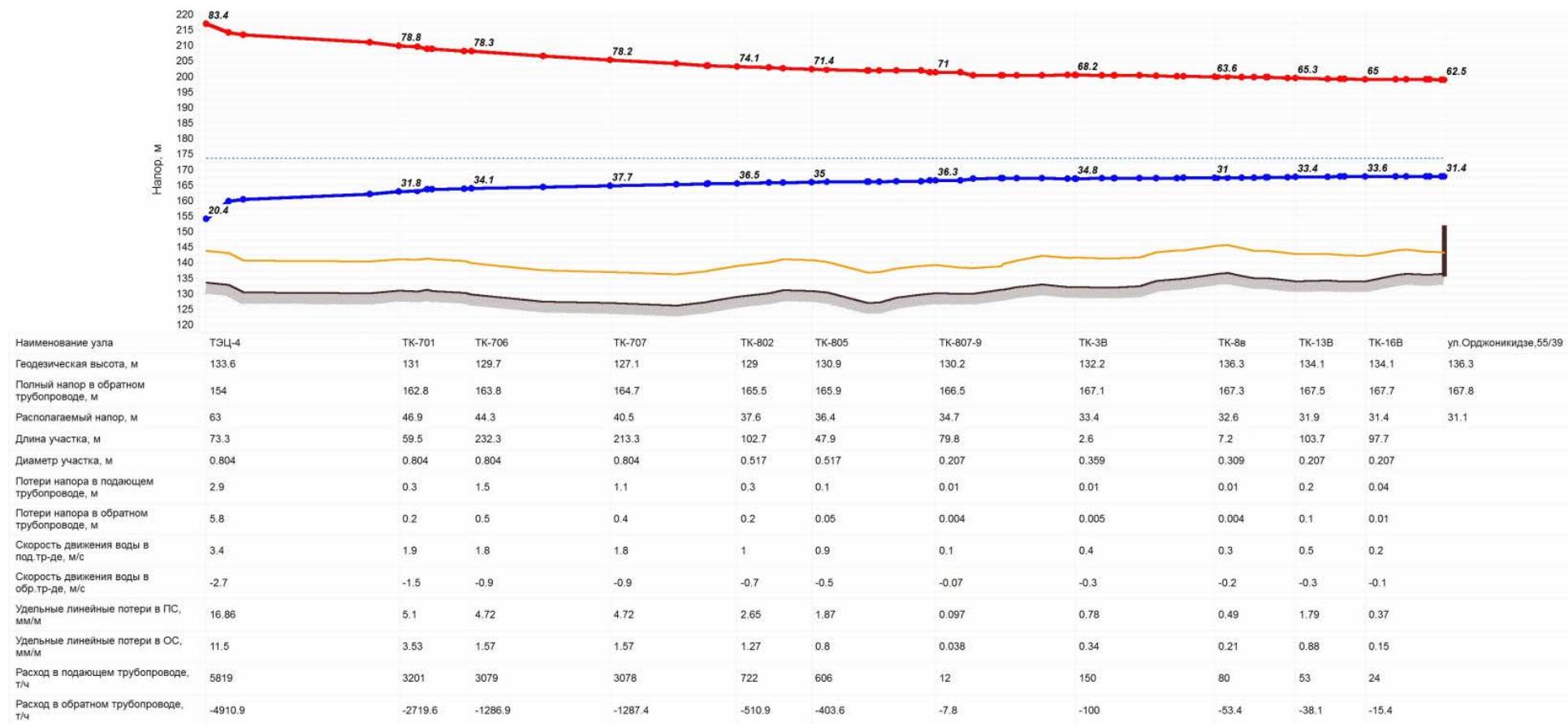


Рисунок 1.54 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - ул. Орджоникидзе, д. 55 (зона №1)

Пьезометрический график вдоль расчетного пути от котельной «Южная» до потребителя по адресу г. Тверь, пр-т Чайковского, д. 94 (зона №1), разработанный в электронной модели, представлен на рисунке 1.55.

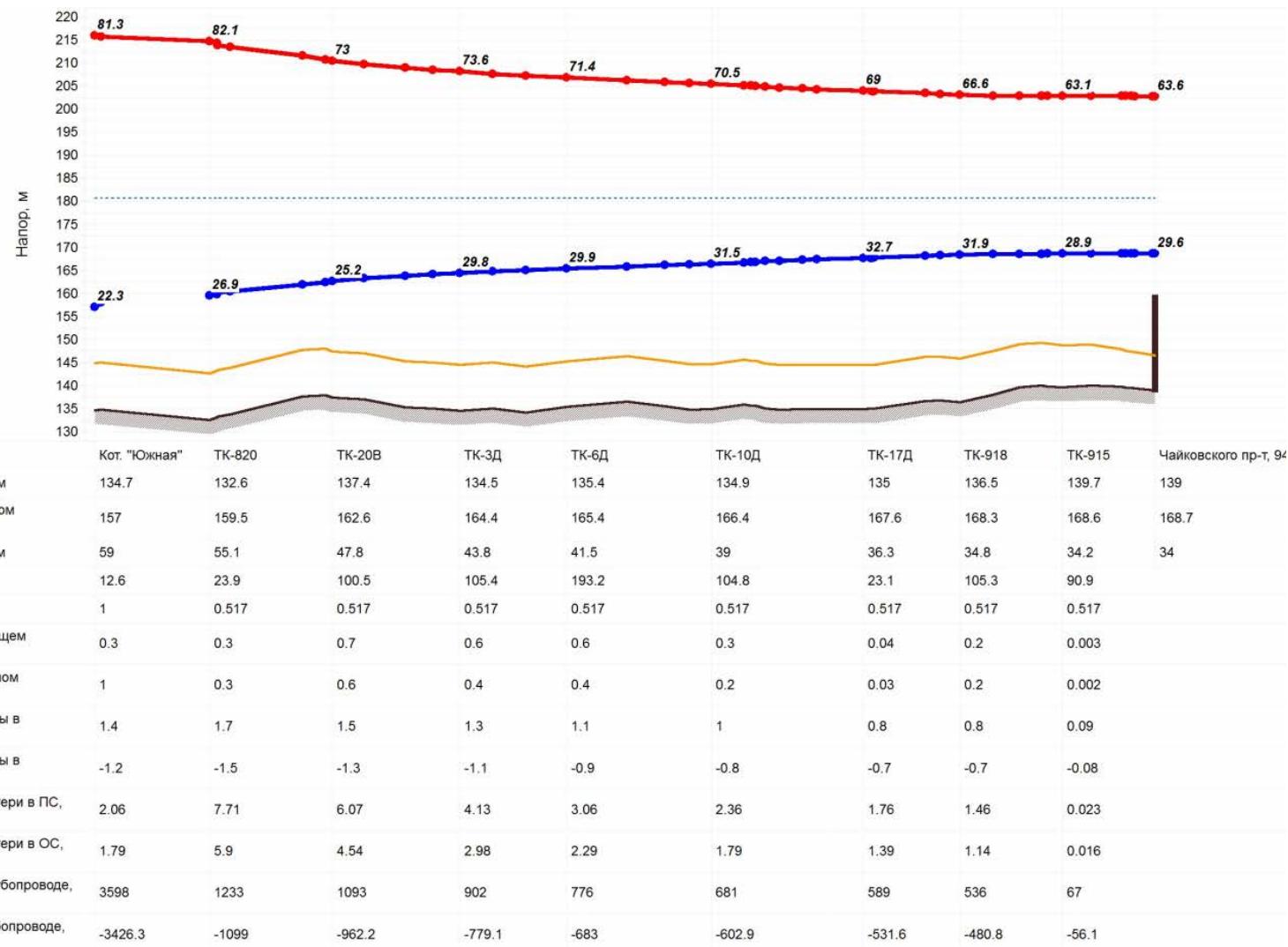


Рисунок 1.55 – Пьезометрический график вдоль расчетного пути ТЭЦ-4 - пр-т Чайковского, д. 94

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят следующие повреждения элементов тепловых сетей:

- трубопроводов: сквозные коррозионные повреждения труб, разрывы сварных швов;
- задвижек: коррозия корпуса или байпаса задвижки, искривление или падение дисков, неплотность фланцевых соединений, засоры, приводящие к негерметичности отключения участков;
- компенсаторов.

Все отмеченные выше повреждения возникают в процессе эксплуатации в результате воздействия на элемент ряда неблагоприятных факторов. Причинами некоторых повреждений являются дефекты строительства.

Наиболее частой причиной повреждений теплопроводов является наружная коррозия. Количество повреждений, связанных с разрывом продольных и поперечных сварных швов труб, значительно меньше, чем коррозионных. Основными причинами разрывов сварных швов являются заводские дефекты при изготовлении труб и дефекты сварки труб при строительстве.

Причины повреждения задвижек весьма разнообразны: это и наружная коррозия, и различные неполадки, возникающие в процессе эксплуатации (засоры, заклинивание и падение дисков, расстройства фланцевых соединений).

В таблицах 1.23 приведены данные по количеству отказов (аварий, инцидентов) на магистральных и разводящих тепловых сетях ООО «Тверская генерация» системы теплоснабжения города Твери за 2017г.

Таблица 1.12 - Данные по количеству отказов (аварий, инцидентов) на магистральных тепловых сетях ООО «Тверская генерация»

1	2	3	4	5
Январь 2017 г.				
1*	06.01.17	ТЭЦ-3	КТЦ	06.01.2017 г. в 12:50 МЦЦУВК Шумейко В.О. по прибору-регистратору обнаружил резкое недопустимое повышение температуры 3-го подшипника механизма дымососа водогрейного котла КВТК-100 ст. № 2, вызвал МОКО Будакова А.В. и отдал ему распоряжение осмотреть дымосос ВК-2. Будаков А.В. по месту выявил разогрев и дымление подшипника № 3 дымососа ВК-2 и в 13:00 аварийно отключил дымосос. Водогрейный котел ст. № 2 отключен действием автоматической защиты по факту отключения дымомососа котла. В 13:40 персонал додгрузил водогрейные котлы ВК-3, ВК-4, а также основные бойлеры ОБ-1А, ОБ-1Б и пиковый бойлер ПБ-1Б.
				Причина инцидента: Причина отключения Д-2 В/К и КВТК-100-150 ст. №2 - недопустимый, быстрый нагрев подшипника №3, дым.
2*	10.01.17	ТЭЦ-4	КЦ	10.01.2017 года в 05:30 обнаружена течь водогрейного котла ст. №2 тип КВГМ-100 в районе промежуточного экрана. 10.01.2017 года в 06:10 остановлен водогрейный котел ст. №2. 10.01.2017 года в 06:20 включен в работу водогрейный котел ст. №3. Причина инцидента: Возможной причиной появления течи явился разрыв трубы конвективной части водогрейного котла.
3*	11.01.17	ТС		17.10.2016 г. в 14 час. 10 мин. в диспетчерскую службу тепловых

				сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на магистральном трубопроводе между тк-11 и тк-159 по пр. Калинина. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 11 час 20 мин 11.01.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=400 мм
4*	14.01.17	ТС		15.12.2016 г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждений на магистральном трубопроводе между тк-233А-6 и тк-233А-8 по ул.Республиканской. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 30 мин 14.01.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
5*	18.01.17	ТС		11.01.2017 г. в 08 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждений на магистральном трубопроводе между тк-26А и тк-29А по ул.Резинстроя. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 08 час 10 мин 18.01.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
7*	19.01.17	ТС		03.08.2016 г. в 08 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на магистральном трубопроводе между тк-717 и тк-717-1 по наб.Лазури. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 10 час 30 мин 19.01.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=600 мм
7*	24.01.17	ТС		09.01.2017 г. в 11 час. 20 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на магистральном трубопроводе в тк-848 по ул.Левитана. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, МУП «Сахарово», ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 20 мин 24.01.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=600 мм
Февраль 2017 г.				
8*	01.02.17	ТС		23.12.2016 г. в 11 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на магистральном трубопроводе в тк-18Б по ул.Фадеева. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 07 час 50 мин 01.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=400 мм

				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
9*	02.02.17	ТС		02.02.2017 г. в 09 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение о сильном парении и затоплении магистральной теплотрассы по ул. Вагжанова. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 14 час 20 мин 02.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dу=500 мм
10*	10.02.17	ТС		07.02.2017 г. в 16 час. 10 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-243 и тк-244 по пр. 50 лет Октября. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 25 мин 10.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dу=325 мм
11*	17.02.17	ТС		30.11.2016 г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-504 и тк-505 по ул. Горького. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 11 час 10 мин 17.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dу=400 мм
12*	20.02.17	ТС		17.02.2017 г. в 20 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-502А и тк-503 по ул. Горького. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 8 час 50 мин 20.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dу=400 мм
13*	21.02.17	ТС		14.02.2017 г. в 11 час. 45 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-200Б и тк-201 на Комсомольской площади. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 15 мин 21.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dу=500 мм
15*	28.02.17	ТС		Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
				22.02.2017 г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-20Б и тк-21Б по Спортивному переул-

				<p>ку. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 07 час 50 мин 28.02.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=400 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
Март 2017 г.				
16*	01.03.17	ТС		<p>31.01.2017 г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-311 и тк-312 по ул. Большая Тверская. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 05 час 15 мин 01.03.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=900 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
17*	02.03.17	ТС		<p>02.03.2017 г. в 06 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-425 и тк-427 по Комсомольскому проспекту. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 07 час 05 мин 02.03.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=700 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
18*	02.03.17	ТС		<p>27.02.2017 г. в 12 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-404-1 и тк-405 по ул. Володарского. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 08 час 30 мин 02.03.2017г. поврежденный участок был отключен. Dy=400 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
21*	13.03.17	ТС		<p>10.03.2017 г. в 11 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении неисправности задвижек в тк-166-1 по ул. Кирова и в тк-173 по ул. Бобкова. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении участка теплотрассы. В 10 час 25 мин 13.03.2017г. участок был отключен. Dy=250 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
23*	14.03.17	ТС		<p>12.05.2016 г. в 17 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении неисправности задвижек на отпайке в тк-17 по Петербургскому шоссе. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении участка теплотрассы. В 10 час 00 мин 14.03.2017г. участок теплотрассы был отключен. Dy=159 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной</p>

				эксплуатации.
24*	17.03.17	ТС		<p>16.03.2017 г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-226 и тк-227 по ул.Бобкова. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 06 час 45 мин 17.03.2017г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=400 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
25	19.03.17	ТЭЦ-4	ТЦ	<p>19.03.17. в 19:02 машинистом турбины был зафиксирован останов турбоагрегата ст. №1 в журнале событий СВИД (система вибрации и диагностики) по осевому сдвигу ротора.</p> <p>Электрическая нагрузка станции снижена на 4 МВт.</p> <p>19.03.2017 г. в 19:02 по аварийной заявке турбоагрегат ст. №1 выведен в ремонт.</p> <p>Причина инцидента: Ложное срабатывание «Защиты по осевому сдвигу ротора».</p>
Апрель 2017				
26*	03.04.17	ТС		<p>23.03.2017 г. в 11 час. 45 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-851 и тк-852 по ул. Левитана. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час. 30 мин. 03.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=500 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
27*	04.04.17	ТС		<p>30.03.2017 г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-436а и тк-435а по ул. Коноплянниковой. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час. 15 мин. 04.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=400 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
28*	05.04.17	ТС		<p>13.02.2017 г. в 10 час. 10 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-243 и тк-244 по пр-ту 50 лет Октября. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час. 55 мин. 05.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=377 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
29*	06.04.17	ТС		<p>04.04.2017 г. в 12 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-427 и тк-428 по Комсомольскому пр-ту. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 12 час. 40 мин. 06.04.2017 г. поврежденный</p>

				участок был отключен. Dy=400 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
31*	10.04.17	ТС		03.10.2016г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения в тк-110-2 и тк-117-10 по наб. Тьмаки и ул. Достоевского. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 20 мин 10.04.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
31*	12.04.17	ТС		11.04.2017г. в 10 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения в тк-110-2 и тк-117-10 по наб. Тьмаки и ул. Достоевского. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 20 мин 12.04.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
33*	14.04.17	ТЭЦ-3	КТЦ	13.04.2017 г. в 23:50 оперативный персонал выявил снижение сопротивления изоляции рабочего возбуждения турбогенератора ТГ-2 до 8 кОм. 14.04.2017 г. в 0:20 включено резервное возбуждение и отключено рабочее возбуждение. Осмотром щеточного аппарата и камеры АГП замечаний не выявлено. 14.04.2017 г. в 01:10 о переходе на резервное возбуждение турбогенератора ТГ-2 сообщено диспетчеру Тверского РДУ. Причина инцидента: Причиной отключения рабочего возбуждения ТГ-2 и включения резервного возбуждения на турбогенераторе ТГ-2 послужило снижение сопротивления изоляции до минимально возможного согласно инструкции по эксплуатации генераторов ТЭЦ-3.
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
34*	17.04.17	ТС		13.04.2017г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения от тк-110-2а до тк-110-6 по наб. Тьмаки и ул. Троицкая, д.1 Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 20 мин 17.04.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
35*	18.04.17	ТС		10.04.2017г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-21Б и тк-21Б-1 Садовый пер, д.22. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 10 час 00 мин 18.04.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=400 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
36*	24.04.17	ТС		23.04.2017г. в 13 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых се-

				<p>тей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-914 и тк-915 Садовый пер, д.14. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 10 час 00 мин 24.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=500 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
37*	25.04.17	ТС		<p>10.04.2017г. в 13 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-313 и тк-314 ул.Б.Тверская. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 6 час 30 мин 25.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=900 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
36	27.04.17	ТЭЦ-3	КТЦ	<p>27.04.2017 г. в 01:24 турбину ПТ-60-130/13 ст. № 1 включили в сеть после вынужденного простоя.</p> <p>27.04.2017 г. в 02:00 на турбине № 1 самопроизвольно закрылись регулирующие клапаны ЦВД, электрическая нагрузка турбогенератора № 1 снизилась с 12 МВт до нуля. Попытка персонала открыть клапаны оказалась неуспешной.</p> <p>27.04.2017 г. в 02:03 турбину ПТ-60-130/13 ст. № 1 отключили от сети.</p> <p>27.04.2017 г. в 03:16 в Тверское РДУ подано оперативное уведомление на аварийный ремонт ТГ-1 до 24:00 27.04.2017 г.</p> <p>Причина инцидента: Причиной отключения ТА-1 послужило закрытие регулирующих клапанов турбины из-за отказа системы регулирования. Причина отказа системы регулирования турбины № 1 устанавливается.</p>
40*	27.04.17	ТС		<p>24.04.2017г. в 16 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-9Д и тк-10Д б-р Цанова. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 11 час 00 мин 27.04.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=500 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
44*	12.05.17	ТС		<p>14.04.2017г. в 13 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-043 и тк-044 по Смоленскому пер.. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 10 час 20 мин 12.05.2017 г. поврежденный участок был отключен.</p> <p>Dy=600 мм</p> <p>Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
45*	12.05.17	ТС		<p>06.12.2016г. в 13 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-744 и тк-745 по 4-му пер. Пески. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 45 мин 12.05.2017 г. поврежденный участок был</p>

				отключен. Dy=600 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
46*	16.05.17	ТС		14.06.2016г. в 16 час. 50 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения в тк-355 по 7-му пер. Красной слободы. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 15 мин 16.05.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=600 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
47*	17.05.17	ТС		10.05.2017г. в 11 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждений между тк-203 и тк-204 и между тк-206 и тк-207 по ул. Конева. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 35 мин 17.05.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=700 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
49*	18.05.17	ТС		28.12.2016г. в 23 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждений между тк-117-3 и тк-138-7 по ул. Дм.Донского. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 30 мин 18.05.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=500 мм
				Причина инцидента: Наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
55*	22.06.17	ТС		22.06.2017г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-23А и тк-24А по ул. Резинстроя. Было принято решение об отключении поврежденного участка. В 16 час 15 мин 22.06.2017 г. поврежденный участок был отключен. Dy=700 мм
				Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
56*	24.06.17	ТЭЦ-3	КТЦ	24.06.2017 г. в электронных СМИ появилась информация о нефтяном пятне в сбросном канале циркуляционной воды. Оперативный персонал произвел обход сбросного канала 24.06.2017 г. в 17:30. Осмотром выявлено наличие пленки нефтепродуктов в месте перехода закрытого сбросного канала в открытый протяженностью 8-10 м. В остальной части сбросного канала и в пруду- охладителе следов нефтепродуктов не выявлено. 25.06.2017 г. организована и проведена очистка указанного участка сбросного канала циркуляционной воды от пленки нефтепродуктов. Сброс циркуляционной воды в канал прекращен отключением циркуляционного насоса 22.06.2017 г. в 11:20.
				Причина инцидента:
59*	05.07.17	ТС		05.07.2017г. в 15 час. 40 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения у дома № 50 по ул. Жигарева. Было принято реше-

				ние об отключении поврежденного участка. В 11 час 30 мин 06.07.2017 г. поврежденный участок был отключен. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
60*	05.07.17	ТС		05.07.2017г. в 08 час. 20 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение о затоплении подвала дома № 12 по Волоколамскому проспекту. Была направлена аварийная бригада. Было обнаружено повреждение между тк-13Б-3 и тк-13Б-9 у д. № 14 по Волоколамскому проспекту. Было принято решение об отключении поврежденного участка. В 10 час 00 мин 05.07.2017 г. поврежденный участок был отключен. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
62*	20.07.17	ТС		20.07.2017г. в 11 час. 40 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждений между тк-804 и тк-805 по ул. 2-ая Лукина. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. Поврежденный участок был отключен. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
75*	09.10.17	ТС		09.10.2017г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступила заявка на отключение участка магистрального трубопровода по ул. Новоторжская для демонтажа проглушки после завершения работ по реконструкции. В 08 час 45 мин 10.10.2017г теплотрасса была отключена. Организованы работы по откачке воды и демонтажа проглушки. Ремонтные работы планируется закончить до 08 час. 30 мин. 11.10.2017 г. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
79*	16.10.17	ТС		16.10.2017г. в 15 час. 10 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе между тк-905 и тк-906 на территории хлебзавода по проспекту Чайковского. В 08 час 10 мин 17.10.2017г теплотрасса была отключена. Организованы работы по откачке воды и ремонту теплотрассы. Ремонтные работы планируется закончить до 22 час. 00 мин. 17.10.2017 г. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
80*	18.10.17	ТС		Организованы работы по откачке воды и ремонту теплотрассы. Ремонтные работы планируется закончить до 17 час. 00 мин. 18.10.2017 г. 13.10.2017 г. в 11 час. 45 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе в тк-739 по ул. Макарова. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 10 час 05 мин 18.10.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
81*	18.10.17	ТС		Организованы работы по откачке воды и ремонту теплотрассы. Ремонтные работы планируется закончить до 10 час. 00 мин. 19.10.2017 г. 16.10.2017г. в 11 час. 05 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об

				обнаружении повреждения на подающем трубопроводе между тк-200б и тк-201 на Комсомольской площади. Было принято решение планово, после предварительного уведомления потребителей произвести отключение поврежденного участка. В 10 час 50 мин 18.10.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
83*	26.10.17	ТС		24.10.2017г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-508 и тк-509 ул.Скв. Степанова. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 09 час 00 мин 26.10.2017 г. поврежденный участок был отключен. Организованы работы по откачке воды и ремонту теплотрассы. Ремонтные работы планируют закончить к 08 час. 00 мин. 27.10.2017 г. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
86*	02.11.17	ТС		09.10.2017г. в 11 час. 45 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-254 и т/у Мигалово. Было принято решение, планово, после уведомления потребителей, ОДС г. Твери, РДУ, МЧС, Ростехнадзора об отключении поврежденного участка. В 10 час 00 мин 02.11.2017 г. поврежденный участок был отключен. Организованы работы по откачке воды и ремонту теплотрассы. Ремонтные работы планируют закончить к 22 час. 00 мин. 02.11.2017 г. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
87*	06.11.17	ТС		05.11.2017 г. в 18 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения от ТК-5 у д.7 до д. 6 ДРСУ Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 10 час 30 мин 06.11.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
89*	08.11.17	ТС		03.11.2017 г. в 14 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-254 и ТУ «Мигалово». Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 10 час 00 мин 08.11.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
90*	08.11.17	ТС		01.11.2017 г. в 05 час. 45 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе в тк-23А по ул. Резинстроя. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 08 час 15 мин 08.11.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.

94*	16.11.17	ТС		<p>26.09.2017 г. в 16 час. 40 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе в тк-11 по Петербургскому шоссе. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 10 час 25 мин 16.11.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
95*	17.11.17	ТС		<p>17.11.2017 г. в 10 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении неисправности задвижки на подающем трубопроводе в тк-1 по Петербургскому шоссе. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 11 час 25 мин 17.11.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
97*	23.11.17	ТС		<p>24.10.2017 г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения между тк-508 и тк-509 уд. 7 по ул. Скворцова-Степанова. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопровода для производства ремонтных работ. В 08 час 50 мин 23.11.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
•	28.11.17	ТС		<p>24.11.2017 г. в 14 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении неисправности задвижек в тк-847 по ул. Левитана. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопроводов для производства ремонтных работ. В 09 час 50 мин 28.11.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
•	30.11.17	ТС		<p>28.11.2017 г. в 19 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение о завершении работ по замене участка магистрального трубопровода между тк-508 и тк-509. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение трубопроводов для демонтажа проглушек в тк-508 и тк-509. В 10 час 00 мин 30.11.2017г теплотрасса была отключена.</p> <p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p>
•	30.11.17	ОК		<p>30.11.2017г. в 11 час. 30 мин. в результате аварийного отключения на сетях МУП "Горэлектро", произошёл останов котельной ДРСУ-2, котел № 2, по адресу поселок ДРСУ - 2</p> <p>Причина инцидента: Аварийное отключение на сетях 6 кВ МУП "Горэлектро"</p>
•	30.11.17	ТС		29.11.2017 г. в 15 час. 40 мин. в диспетчерскую службу тепловых

				сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении на участке магистрального трубопровода между тк-841 и тк-842 по ул.Можайского. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 13 час 20 мин 30.11.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	04.12.17	ТС		04.12.2017 г. в 19 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на участке магистрального трубопровода между тк-2-326 и тк-2-327 по ул.Фурманова. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 21 час 30 мин 04.12.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	06.12.17	ТС		14.11.2017 г. в 15 час. 00 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на обратном трубопроводе на участке между тк-341 и тк-342 по ул.К.Маркса. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 09 час 10 мин 06.12.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	07.12.17	ТС		31.10.2017 г. в 12 час. 40 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на подающем трубопроводе в тк-322а по ул.Докучаева. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 05 час 00 мин 07.12.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	11.12.17	ТС		27.11.2017 г. в 14 час. 15 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на подающем трубопроводе в тк-919 по ул.Завидова. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 10 час 00 мин 11.12.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	13.12.17	ТС		06.12.2017 г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении повреждения на подающем трубопроводе между тк-512 и тк-512а по ул.Благоева. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 10 час 20 мин 13.12.2017г теплотрасса была отключена. Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.
•	14.12.17	ТС		20.10.2017 г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнару-

				жении повреждения на подающем трубопроводе между тк-605 и тк-605а по ул.Благоева. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение теплотрассы. В 09 час 35 мин 14.12.2017г теплотрасса была отключена.
•	19.12.17	ТС		<p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p> <p>20.10.2017 г. в 15 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении утечки на участке подающего и обратного трубопровода между тк-202 и тк-203 и между тк-203 и тк-204 по ул. Конева. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение участка теплотрассы. В 09 час 50 мин 19.12.2017г участок теплотрассы был отключен.</p>
•	21.12.17	ТС		<p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p> <p>18.12.2017 г. в 16 час. 50 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении утечки на участке подающего и обратного трубопровода между тк-811 и тк-812 по пр-ту Победы. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение участка теплотрассы. В 09 час 20 мин 21.12.2017 г. участок теплотрассы был отключен.</p>
•	29.12.17	ТС		<p>Причина инцидента: наружная коррозия в процессе длительной эксплуатации.</p> <p>28.12.2017 г. в 12 час. 30 мин. в диспетчерскую службу тепловых сетей ООО «Тверская генерация» поступило сообщение об обнаружении утечки на участке подающего трубопровода между тк-53А и тк-54А по ул. Кайкова. Было принято решение планово, после уведомления потребителей произвести отключение участка теплотрассы. В 09 час 50 мин 29.12.2017г теплотрасса была отключена.</p>

Итого: Всего 64 инцидентов за 2017 год

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений тепловых сетей представлена в пункте 1.3.9.

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Трубопроводы тепловых сетей - это важный элемент систем теплоснабжения городов. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов. Это служит причиной нарушения сплошности металла труб, сопровождающегося истечением теплоносителя - образование течей.

Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода - перекладка.

Перед теплоснабжающими организациями стоит нелегкая задача, как в условиях ограниченного, а точнее крайне недостаточного, финансирования, повысить экономическую эффективность эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сократить число аварий - течей.

Однако методов и средств замера толщины стенки трубы без вскрытия теплотрассы не существует. Для нефте- и газопроводов используются внутритрубные снаряды, оснащенные устройствами замера толщины, но, для трубопроводов тепловых сетей они не подходят.

Решить данную проблему можно используя некоторые косвенные методы оценки состояния тепловых сетей:

– Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяющим давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

– Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

– Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

– Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.

– Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе мето-

дов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

– Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, перекладок тепловых сетей.

– Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики, и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

За последнее время наибольшее распространение среди организаций эксплуатации тепловых сетей получил акустический метод, в первую очередь в силу доступности самостоятельного его применения. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и бесканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта - 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийно-опасности - 80%.

Осуществив диагностику и определив участки, требующие капитального ремонта, ресурсоснабжающим организациям предоставляется возможность выбора участков для первоочередной перекладки, которые характеризуются наибольшей вероятностью образования течи. Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

Эксплуатационные испытания:

– Гидравлические испытания на плотность и прочность – проводятся силами эксплуатирующей организации ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требований ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства, и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

– Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя – проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 5 лет) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются

актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

– Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся силами эксплуатирующей организации с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплопотребления, а также планируются работы по проведению гидропневматической промывки участков тепловых сетей с повышенными коэффициентами гидравлического трения, по ревизии запорно-регулирующей арматуры при повышенных местных сопротивлениях. При повышенных коэффициентах гидравлического трения производится анализ качества водоподготовки, режимов работы тепловых сетей, случаев подпитки сырой неумягченной водой.

– Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся силами эксплуатирующей организации 1 раз в 5 лет или специализированной организации (при пересмотре энергетических характеристик работы тепловых сетей) с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию.

– Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

Регламентные работы:

– Контрольные шурфовки – проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организации ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

– Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии – проводится силами эксплуатирующей организации с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Ниже приведена оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) (РД 153-34.0-20.507-98). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется степень интенсивности (скорость) внутренней коррозии мм/год. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы, неплотности подогревателей горячей воды) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

– Техническое освидетельствование – проводится эксплуатирующей организацией в части наружного осмотра и гидравлических испытаний и специализированной организацией в части технического диагностирования:

- наружный осмотр – ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- техническое диагностирование – по истечении назначенного срока службы
- (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, магнитопорошковый контроль, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

– На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

– На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

– Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

– Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Для обеспечения качественного и безаварийного теплоснабжения теплоснабжающей организацией проводится ряд мероприятий по диагностике состояния тепловых сетей с нижеследующими методами их испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери).

В процессе эксплуатации в трубах и оборудовании накапливается шлам, трубопроводы коррозируют, защитные свойства тепловой изоляции изменяются. Допустимое изменение различных характеристик трубопровода периодически проверяется эксплуатационными испытаниями. Эксплуатационные испытания разделяются на опрессовку, гидравлические и тепловые испытания и испытания на максимальную температуру теплоносителя. Все виды испытаний проводят по следующей программе, а также учитываются цели исследования.

Опрессовка предназначена для определения плотности и механической прочности трубопроводов, арматуры и оборудования. Целью опрессовки является проверка прочности сварки под пробным избыточным давлением 1,6 МПа в течение времени, необходимого для осмотра и прокаливания стыков.

Опрессовку сетей, доступных осмотру во время эксплуатации, производят за один раз после завершения всех работ. Испытания проводятся в теплое время года. Окончательную опрессовку выполняют при отключенных тепловых пунктах под избыточным давлением, создаваемым сетевым насосом. Во время испытания циркуляция воды в сетях организуется через открытые концевые перемычки, а необходимое давление испытания создается постепенным прикрытием задвижки на обратном коллекторе до тех пор, пока перепад давления между подающим и обратным трубопроводами на источнике не достигнет $0,1^0,3$ МПа. Опрессовку оборудования подстанций, тепловых пунктов совместно с местными системами производят в два приема. Отключенные от сетей оборудование и трубопроводы заполняются водой из городского водопровода, необходимое давление испытания создается напором опрессовочных насосов с ручным или механическим приводом. Вначале в системе нагнетается рабочее давление для проверки плотности сварных и фланцевых соединений оборудования, арматуры и трубопроводов. Затем избыточное давление доводится до 1,25 от рабочего, но не ниже норм, установленных для каждого вида оборудования, необходимого для проверки прочности. Продолжительность испытания тепловых пунктов и отходящих от них трубопроводов принимается не менее 10 мин. Результаты испытания сетей и тепловых пунктов на каждом этапе считаются удовлетворительными, если во время их проведения не обнаруживается падение давления свыше установленных пределов, а в сварных швах, в фланцевых соединениях и арматуре отсутствуют разрывы, течи воды и запотевания. При обнаружении разрывов и других повреждений дефектные швы вырубаются и перевариваются; неплотности устраняются затяжкой болтов, сменой набивки. После чего опрессовку повторяют. Действующие тепловые сети опрессовываются ежегодно в конце отопительного сезона для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте, и после выполнения капитального ремонта.

Гидравлические испытания предназначены для определения фактических гидравлических характеристик новой сети и оборудования пунктов или изменения этих характеристик в процессе эксплуатации. При гидравлических испытаниях одновременно измеряют давление, расход и температуру теплоносителя в характерных точках (места изменения диаметров, расходов воды, сетевые перемычки) сети. В сильно разветвленных сетях для уменьшения точек замеров допускается

отключать мелкие ответвления. В контрольных точках устанавливают образцовые манометры, ртутные термометры с ценой деления 1°C нормальные измерительные диафрагмы. Испытания проводят при отключенных тепловых пунктах, на максимальных и сокращенных до 80% от максимальных расходов воды. Циркуляция воды в сетях и ответвлениях обеспечивается включением концевых перемычек.

По данным замеров давления в подающем и обратном трубопроводах строят действительный пьезометрический график, а по расходам воды на участках определяют расчетный график давления. Сравнением устанавливают отклонения действительного и расчетного пьезометрических графиков, изменения коэффициентов трения на участках и наличие засоренных участков. При гидравлическом испытании паропроводов геодезические отметки местности не учитываются.

Тепловые испытания проводят с целью определения фактических потерь тепла в сетях и сопоставления их с расчетными и нормативными значениями. Необходимость тепловых испытаний диктуется естественным разрушением тепловой изоляции, замены ее на отдельных участках, а также изменениями конструкций. Испытания проводят в конце отопительного сезона, когда вся конструкция теплопровода и прилегающий грунт прогреты достаточно равномерно, что гарантирует получение стабильных результатов. Перед испытаниями восстанавливают разрушенную изоляцию, осушают камеры и каналы, проверяют работу дренажных устройств. Испытания выполняют на всей длине сети или отдельных участках и ответвлениях. Тепловые пункты потребителей отключают, циркуляцию воды производят через перемычки. Во время испытаний замеряют расходы и температуры теплоносителя в начале и конце исследуемого участка подающего и обратного трубопроводов. Устанавливают устойчивый режим циркуляции, при котором снимают несколько показаний через 10 мин.

Сравнением фактических тепловых потерь с расчетными устанавливают качество изоляции. Для сопоставления с нормативными потерями фактические теплопотери пересчитывают по среднегодовым температурам воды в подающем и обратном трубопроводах и среднегодовой температуре окружающей среды. Тепловые потери паропроводов определяют по изменению энталпии, пара и количеству выпадающего конденсата. Тепловые и гидравлические испытания сетей проводят через 3-4 года.

Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводят с целью контроля надежности конструкции, работы компенсаторов, смещения опор, для определения действительных напряжений и деформаций наиболее нагруженных элементов сети. Данные испытания используют для оценки степени старения металла, длительное время работавшего при высоких давлениях и температурах. Испытания проводят раз в два года в конце отопительного сезона при отключенных потребителях с циркуляцией теплоносителя через концевые перемычки. В период испытания температура теплоносителя повышается со скоростью 30 °C в час, в концевых точках сети максимальная температура выдерживается не менее 30 мин. По мере разогрева трубопроводов через определенные интервалы времени замеряют перемещения фиксированных точек на трубах, плеч П-образных и стаканов сальниковых компенсаторов. Фактические перемещения элементов сети сравнивают с расчетными и по ним устанавливают действительные напряжения в характерных точках. Если разность расчетных и фактических удлинений трубопроводов превышает 25% расчетного удлинения, то должны быть предприняты поиски мест защемления труб, просадки или сдвига неподвижных опор и других причин, вызвавших это различие.

По результатам представленной методики, теплоснабжающая организация составляет график капитальных и текущих ремонтов.

Ремонт трубопроводов по результатам испытаний планируется на период плановой остановки системы теплоснабжения, а также временной подачей теплоносителя по одному из трубопроводов на нужды ГВС, связанной с ликвидацией аварии.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчёт и обоснование нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя для ООО «Тверская генерация» г. Твери производится по методике, указанной в Приказе Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 №377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

Согласно данным, предоставленным теплоснабжающими организациями г. Твери, потери теплоносителя с нормативной утечкой приняты в размере 0,25 % среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых к ней системах теплопотребления. В технологические затраты теплоносителя включены затраты теплоносителя на заполнение тепловых сетей и систем теплопотребления после плановых ремонтов, при подключении новых участков и т.п. в размере 1,5-кратного объёма тепловых сетей и систем теплопотребления, а также затраты на эксплуатационные испытания тепловых сетей в размере 0,5-кратного объёма тепловых сетей. Исходные данные по составляющим потерь сетевой воды (далее - ПСВ) и результаты расчёта потерь теплоносителя с нормативной утечкой для ООО «Тверская генерация» приведены в таблице 1.24.

Таблица 1.134 - Потери сетевой воды в СЦТ г. Твери

№ п/п	Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023	2024-2028г.
		G ^р _{псв} , м ³							
	ТЭЦ-1	9746287,472	9746287,472	9746287,472	9453898,848	9359359,859	9330998,16	9079061,21	8806689,376
	ВК-2								
	ТЭЦ-3								
	ТЭЦ-4								
	ВК-1								
	Котельный цех								
	Котельная «Южная»								
1	Котельная «Сахарово»	3 677,5	3 677,5	3 677,5	3 677,5	3 677,5	3 677,5	3 677,5	3 677,5
2	Котельная «Мамулино»	6 433,4	6 433,4	6 433,4	6 433,4	6 433,4	6 433,4	6 433,4	6 433,4
4	Котельная «ХБК»	2 762,3	2 762,3	2 762,3	2 762,3	2 762,3	2 762,3	2 762,3	2 762,3
5	Котельная «УПК»	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
6	Котельная «Поликлиника №2»	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
7	Котельная «Школа №2»	229,4	229,4	229,4	229,4	229,4	229,4	229,4	229,4
8	Котельная «Школа №24»	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
9	Котельная «Керамический завод»	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
10	Котельная «ПАТП-1»	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
11	Котельная «ДРСУ-2»	298,5	298,5	298,5	298,5	298,5	298,5	298,5	298,5
12	Котельная «Школа №3»	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4	161,4
13	Котельная «Сахаровское ш.»	249,6	249,6	249,6	249,6	249,6	249,6	249,6	249,6
20	Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	538,1	538,1	538,1	538,1	538,1	538,1	538,1	538,1
21	Котельная «Химинститут»	47 954,6	47 954,6	47 954,6	47 954,6	47 954,6	47 954,6	47 954,6	47 954,6
22	Котельная «ТКСМ-2»	90 179,5	90 179,5	90 179,5	90 179,5	90 179,5	90 179,5	90 179,5	90 179,5

23	Котельная ООО «Лазурная»	65 466,4	65 466,4	65 466,4	65 466,4	65 466,4	65 466,4	65 466,4	65 466,4
24	Котельная «КОМО»	1 790,6	1 790,6	1 790,6	1 790,6	1 790,6	1 790,6	1 790,6	1 790,6
25	Котельная «Мамулино-2»	5 423,6	5 423,6	5 423,6	5 423,6	5 423,6	5 423,6	5 423,6	5 423,6
26	Котельная мкр. Брусилово	3 615,8	3 615,8	3 615,8	3 615,8	3 615,8	3 615,8	3 615,8	3 615,8
27	Котельная «Мамулино-3»	0,0	0,0	0,0	23 329,0	34 280,7	64 458,8	71 603,6	71 603,6
	ЦСТ	9 746 287,5	9 746 287,5	9 746 287,5	9 453 898,8	9 359 359,9	9 330 998,2	9 079 061,2	8 806 689,4
	Котельные ООО ТГ	228 853,7	228 853,7	228 853,7	252 182,7	263 134,4	293 312,6	300 457,3	300 457,3

1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии

Фактические годовые потери тепловой энергии за последние 3 года при отсутствии приборов учета определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактическим среднемесячным температурам воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённым по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре;
- среднегодовой температуре воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённой как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения трубопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Текущие тепловые потери по сведениям, предоставленным ООО «Тверская генерация», на 2017 год составили 30,29 %. Данные по фактическим потерям тепловой энергии и теплоносителя ООО «Тверская генерация» приведены в таблицах 1.25-1.26.

Таблица 1.25 - Данные по потерям тепловой энергии в тепловых сетях ООО «Тверская генерация» за 2017 г., Гкал

Период	2017	
	нормативные потери	сверхнормативные потери
январь	64 097,950	110 610,660
февраль	56 421,290	43 583,570
март	55 251,110	59 567,410
1 квартал	175 770,350	213 761,640
апрель	52 211,360	4 832,420
май	49 520,380	55 685,710
июнь	46 149,330	18 889,261
2 квартал	147 881,070	79 407,391
июль	44 585,120	20 942,023
август	46 227,380	21 801,883
сентябрь	47 843,220	35 237,171
3 квартал	138 655,720	77 981,077
октябрь	52 608,200	51 283,677
ноябрь	55 589,230	21 064,246
декабрь	60 513,940	68 656,581
4 квартал	168 711,370	141 004,504
Всего:	631 018,51	512 154,61

Таблица 1.26 - Данные по потерям теплоносителя в тепловых сетях ООО «Тверская генерация» за 2017 гг., т

Период	2017	
	нормативные потери	сверхнормативные потери
январь	118 341,790	745 912,801
февраль	106 889,250	608 404,585
март	118 312,750	672 540,745
1 квартал	343 543,790	2 026 858,130
апрель	114 422,050	488 252,002
май	118 423,860	322 961,293
июнь	139 487,480	280 738,904
2 квартал	372 333,390	1 091 952,199
июль	135 567,390	279 558,934
август	142 208,930	439 767,236
сентябрь	116 039,990	421 605,317
3 квартал	393 816,310	1 140 931,487
октябрь	121 703,780	709 120,005
ноябрь	117 957,060	526 579,636
декабрь	121 492,750	565 831,553
4 квартал	361 153,590	1 801 531,194
Всего:	1 470 847,08	6 061 273,01

1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

По информации, полученной от организаций, занятых в сфере теплоснабжения г. Твери, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети, по состоянию на 01.01.2018 – не выдавались.

1.3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение потребителей к тепловым сетям завершает построение единой трехзвенной технологической цепочки, называемой системой централизованного теплоснабжения (СЦТ). Источники теплоснабжения и транспортные звенья - тепловые сети - ЦТП - коммунальный тепловой потребитель энергии в абонентских установках потребителя.

Основная схема подключения к тепловой сети - №4 (потребитель с непосредственным присоединением системы отопления), также встречается №28 (потребитель с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением системы отопления). Схемы подключения представлены на рисунках 1.56-1.59.



Рисунок 1.56 - Схема подключения абонентов №4 «Местный тепловой пункт с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО».

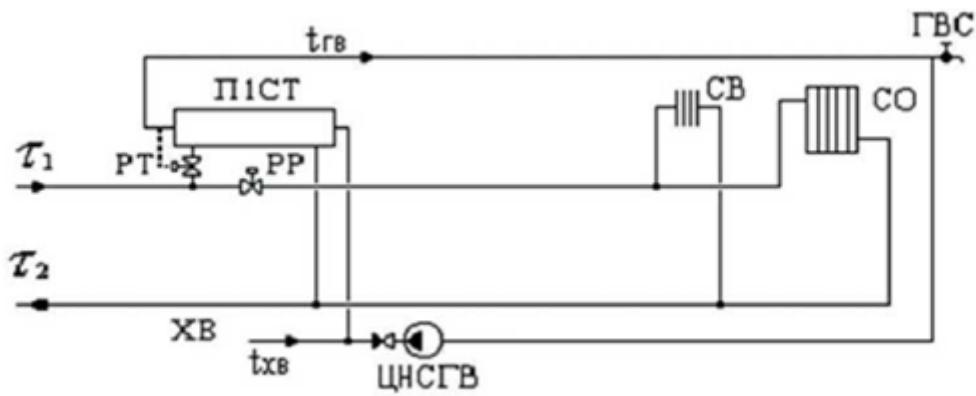


Рисунок 1.57- Схема подключения абонентов №28 «Местный тепловой пункт с параллельным подключение подогревателя ГВС и непосредственным присоединением СО»

РР - регулятор расхода; РТ - регулятор температуры; П1СТ - подогреватель - теплообменный аппарат первой (нижней) ступени на систему горячего водоснабжения; ХВ - холодная вода; ЦНСГВ - циркуляционный насос системы горячего водоснабжения; СВ - система вентиляции; СО - система отопления; ГВС - горячее водоснабжение. Как видно применение именно таких схем ТС города Твери и обосновывает температурный график 95/70.

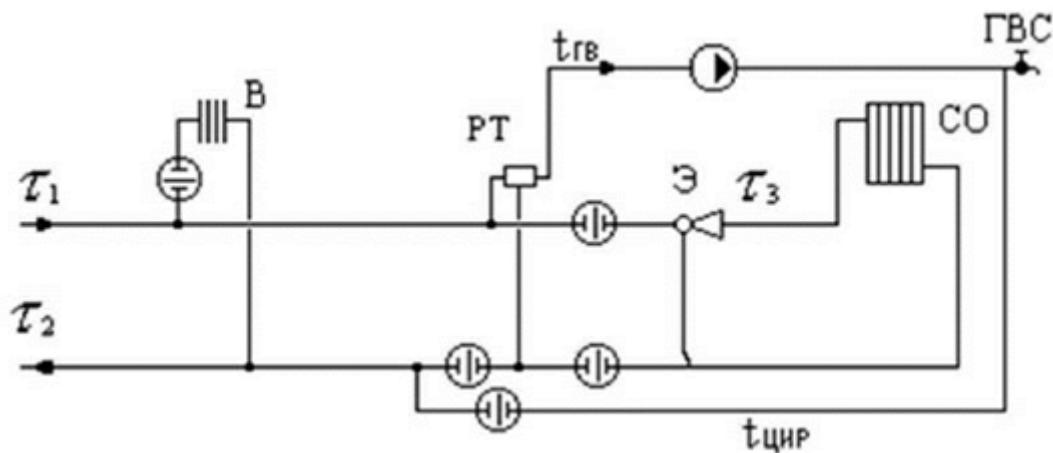


Рисунок 1.58 - Схема подключения абонентов №2 «Местный тепловой пункт с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением СО»

РР - регулятор расхода; РТ - регулятор температуры; СВ - система вентиляции; СО - система отопления; ГВС - горячее водоснабжение; Э-элеватор. Как видно применение именно таких схем ТС города Твери и обосновывает температурный график 150/70.

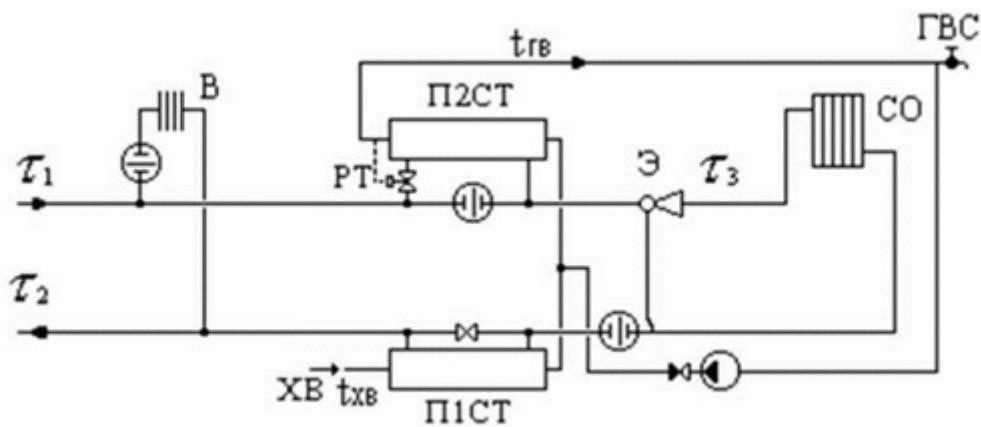


Рисунок 1.59 - Схема подключения абонентов №7 «Местный тепловой пункт с последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением СО»

РР - регулятор расхода; РТ - регулятор температуры; П1СТ - подогреватель - теплообменный аппарат первой (нижней) ступени на систему горячего водоснабжения; П2СТ - подогреватель - теплообменный аппарат второй (верхней) ступени на систему горячего водоснабжения; ХВ - холодная вода; ЦНСГВ - циркуляционный насос системы горячего водоснабжения; СВ - система вентиляции; СО - система отопления; ГВС - горячее водоснабжение; Э - элеватор. Как видно применение именно таких схем ТС города Твери и обосновывает температурный график 150/70.

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Город Тверь характеризуется плотной застройкой многоэтажными зданиями. к системе теплоснабжения города Твери присоединено 3771 здание из которых теплоснабжающих организаций 6456 абонента, из которых 1703 тепловых ввода, в соответствии с требованиями ФЗ № 261, оборудованы узлами учета тепловой энергии.

Сбор и анализ полученных данных организован в ручном режиме с использованием считывателя архивных данных. В то же время установленный парк приборов способен организовать единую диспетчерскую службу в объеме, освещенном в данном подразделе и описанном ниже.

В планах теплоснабжающих организаций довести приборный учет до 100 % на объектах с теплопотреблением более 0,2 Гкал.

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Современное централизованное теплоснабжение требует непрерывного вмешательства человека для регулирования работы оборудования тепловых станций, сетей и абонентских вводов с главного поста управления. Такая диспетчеризация основана на автоматической передаче информации из подстанций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов в центральный диспетчерский пункт. С этой целью во всех характерных пунктах тепловой сети размещаются автомати-

ческие приборы с выводами электрических сигналов о показаниях контрольно-измерительных приборов, состоянии электрооборудования и о положениях запорно-регулирующей арматуры на центральный пульт управления. Дистанционное управление на больших расстояниях до объектов регулирования расширяет возможность диспетчерского рапорта, но требует значительных капитальных вложений на прокладку большого количества проводов линий связи. Внедрение телеконтроля и телемеханизации позволяет уменьшить эти затраты и повысить эффективность централизованного управления за счет значительного расширения количества объектов и точек контроля и сокращения времени на сбор информации.

Диспетчеризация открывает широкие перспективы для применения систем автоматического управления с вводом опросной информации от контролируемых объектов на ЭВМ для решения важнейших вопросов эксплуатации:

- 1) выбора оптимального сочетания центрального, группового, местного и индивидуального регулирования тепловой нагрузки с учетом местных метеоусловий и микроклимата в отдельных помещениях;
- 2) выбора оптимального варианта распределения тепловой нагрузки между основными и пиковыми источниками тепла;
- 3) ускоренной локализации аварийных участков и организации оптимального режима теплоснабжения в аварийных ситуациях;
- 4) выбора оптимальных условий технической эксплуатации систем теплоснабжения.

В ходе проведения обследования выявлено несоответствие состояния диспетчерской службы выше упомянутым возможностям. Текущее состояние данного подразделения не может дать оценку происходящим процессам в тепловых сетях.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В городе Твери широко используются центральные тепловые пункты и повышительные насосные станции. Регулирование отпуска теплоносителя в сеть и приготовление горячей воды на нужды системы горячего водоснабжения осуществляется как на ЦТП, так и непосредственно у потребителей. Защита тепловых сетей от превышения давления организована на абонентских тепловых пунктах.

В настоящие времена в системе централизованного теплоснабжения города Твери используется 179 ЦТП и тепловых пунктов. Оборудование и ограждающие конструкции ЦТП, в большинстве случаев находятся в неудовлетворительном состоянии, вследствие недостаточной валовой выручкой эксплуатирующих организаций, отсутствием свободных денежных средств у собственников ЦТП.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Сведений о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления СЦТ города Твери не имеется.

1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В городе Твери на данный момент выявлено 26,7 км бесхозяйных тепловых сетей. Место- положение, длина, диаметр и тип прокладки данных сетей представлен в таблице 1.27.

В соответствии с Федеральным законом № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: Согласно ч. 6 ст. 15 настоящего закона, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

В качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в зонах действия источников ООО «Тверская генерация», предлагается определить ООО «Тверская генерация».

В качестве организаций, уполномоченных на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в зонах действия прочих энергоисточников, теплоснабжение потребителей в которых в настоящее время осуществляется через тепловые сети, эксплуатируемые предприятиями, имеющими на балансе источник тепловой энергии для соответствующей зоны, предлагается определить соответствующие предприятия.

Таблица 1.27 – Перечень участков бесхозяйных тепловых сетей г.Твери.

	Наименование участка теплотрассы	Тип про-кладки	Год ввода в эксплуата-цию	Диаметр, мм	Протя-жен-ность	№ постановле-ния
1	Т/т между корпусами д.46, корп. 3 по ул. Хрустальная	подзем.	нет дан-ных	3d=108 1d=76	10,039	пост.№813
2	Т/т от д. 46, корп. 3 по ул. Хрустальная до д. 42	подзем.	нет дан-ных	2d=108 2d=89	36,592	пост.№813
3	Т/т по д. 90/2 по наб.Афанасия Никитина	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	27,004	пост.№813
4	Т/т по д. 74 по наб. А.Никитина	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	10,155	пост.№813
5	Т/т по д. 10 по ул. Оборонная	тех. подвал	нет дан-ных	2d=114	149	пост.№813
6	Т/т по д. 95, стр. 2 по шоссе Петербургское	тех.	нет дан-	нет дан-	12,239	пост.№813

		подвал	ных	ных		
7	Т/т по д. 67 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	6,933	пост.№813
8	Т/т по д. 3 по ул. Вагжанова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	31,876	пост.№813
9	Т/т по д. 19 по ул. Вагжанова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	18,084	пост.№813
10	Т/т по д. 17 по ул. Вагжанова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	35,46	пост.№813
11	Т/т по д. 10 по ул. Вагжанова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	56,27	пост.№813
12	Т/т по д. 1, корп. 2 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	12,1	пост.№813
13	Т/т по д. 7 по ул. Индустриальная	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	4,423	пост.№813
14	Т/т по д. 3, корп. 1 по ул. Прошина	тех. подвал	2004	3d=133 1d=114	4,56	пост.№813
15	Т/т от точки подключения (ТП-311-1) до ТК-311-2-4 у д. 41, корп. 4 по ул. Хрустальная	подзем.	нет дан-ных	2d=219	152,3	пост.№813
16	Т/т от ТК у д. 41, корп. 4 по ул. Хрустальная до д. 41, корп. 4	подзем.	нет дан-ных	2d=114	5,1	пост.№813
17	Т/т ГВС от дома № 45а на Петербургском шоссе до дома № 45 на Петербургском шоссе	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
18	Т/т по д. 31 по ул. Ротмистрова на д.31 корп.2 на ул.Ротмистрова	тех. подвал	нет дан-ных	2d=108	5	пост.№813
19	Т/т по д. 4/2 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	44,856	пост.№813
20	Т/т по д. 25 по пр.Победы	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	3,739	пост.№813
21	Т/т по д. 11 по пр. Волоколамский	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	1,314	пост.№813
22	Т/т по д. 10 по ул.Резинстроя	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	13,326	пост.№813
23	Т/т между корпусами д. 35 по пр. Победы	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,592	пост.№813
24	Т/т по д. 3, корп. 2 по ул. Т. Ильиной	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	3,194	пост.№813
25	Т/т по д. 7, корп. 1 по ул. Т. Ильиной	тех. подвал	нет дан-ных	2d=133	13	пост.№813
26	Т/т по д. 7, корп. 1 по ул. Т. Ильиной	тех. подвал	нет дан-ных	2d=108	9	пост.№813

27	Т/т по д. 37/44 по пр. Победы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,295	пост.№813
28	Т/т по д. 16 по ул. 15лет Октября	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	21,536	пост.№813
29	Т/т по д. 12 по ул.Озерная	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	73,931	пост.№813
30	Т/т по д. 50/23 по пр.Победы	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	1,64	пост.№813
31	Т/т по д. 52 по пр.Победы	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,667	пост.№813
32	Т/т по д. 52 по пр.Победы	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	1,297	пост.№813
33	Т/т по д. 54 по пр.Победы	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,839	пост.№813
34	Т/т по д. 56 пр-т Победы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	3,466	пост.№813
35	Т/т по д. 82 по пр.Победы	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	4,742	пост.№813
36	Т/т по д. 70, корп. 1 по ул. Склизкова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	45,417	пост.№813
37	Т/т в арке д. 70, корп.ул. Склизкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	7,412	пост.№813
38	Т/т по д. 38, корп. 2 по ул. Фадеева на д. 36, корп. 2 по ул. Фадеева	тех. подвал	1965	2d=89	4,558	пост.№813
39	Т/т от строения до строения у д. 1б по ул. Т. Ильиной	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	55,369	пост.№813
40	Т/т по д. 20 по ул. Озерная на д. 22/24	тех.под вал	нет дан- ных	2d=76	13,8	пост.№813
41	Т/т по д. 18 по ул. Озерная на д. 20 по ул.	тех.под вал	нет дан- ных	2d=108	7,383	пост.№813
42	Т/т по д. 72 по пр-ту Победы до т/у	тех. подвал	1970	2d=108	8,822	пост.№813
43	Т/т по д. 8а в пер. 1-йв п. Элеватор	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	16,212	пост.№813
44	Т/т по д. 2 по ул. Центральная	тех. подвал	1971	2d=57	17,883	пост.№813
45	Т/т по д. 9 по ул. Виноградова 2 очередь на 3 очередь д.9 по ул.Виноградова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	75,498	пост.№813
46	Т/т по д. 8 по бульв.Ногина	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	10,414	пост.№813
47	Т/т по д. 21 по ул. Новикова на ТК-144-5	тех.под	нет дан-	2d=159	15	пост.№813

		вал	ных			
48	Т/т по д. 17 по ул. Новикова на д. 19 по ул.Новикова	Тех.подвал	нет дан-ных	2d=159	19,5	пост.№813
49	Т/т по д. 107 во дворе Пролетарки (пожарное депо)	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	20,679	пост.№813
50	Т/т по д. 97 во дворе Пролетарки	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	11,765	пост.№813
51	Т/т по д. 50/34 по ул. Е. Пичугина	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	21,923	пост.№813
52	Т/т по д. 54 по ул. Евгения Пичугина	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	44,046	пост.№813
53	Т/т по д. 34а по ул. Фадеева	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	47,38	пост.№813
54	Т/т по зданию склада (территория ГПТУ-9, ул. Кирова, д. 11)	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	11,897	пост.№813
55	Т/т по д. 23/1 по пр-туЛенина	тех. подвал	нет дан-ных	2d=114	10,555	пост.№813
56	Т/т по д. 14, корп. 1 по ул. Академическая	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	67,433	пост.№813
57	Т/т по д. 1 по ул. Зои Космодемьянской	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	80,908	пост.№813
58	Т/т по д. 1 по ул. Зои Космодемьянской	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	8,103	пост.№813
59	Т/т от ТК у д.36 по ул.Луначарского до д.36 по ул.Луначарского	подзем.	нет дан-ных	3d=108, 1d=76	27,4	пост.№813
60	Т/т ГВС от дома № 44а на пр-те Победы до дома № 44 на пр-те Победы	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
61	Т/т от ТК у дома № 33 на ул.Советская до ТК у дома № 11 на ул.Рыбацкая	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
62	Т/т от ТК у дома № 11 на ул.Рыбацкая до ТК у дома № 40/13 на ул.Салтыкова-Щедрина	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
63	Т/т от ТК у дома № 40/13 на ул.Салтыкова-Щедрина до ТК у дома № 33 на ул.Советская	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
64	Т/т от ТК у дома № 33 на ул.Советская до ТК у дома № 40/13 на ул.Салтыкова-Щедрина	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
65	Т/т от ТК у дома № 44 на ул.Салтыкова Щедрина до ТК у дома № 13 на ул.Рыбацкая	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
66	Т/т по д. 2 по Мигаловской наб.	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	12,391	пост.№813
67	Т/т по д. 16 по пр-ту 50 лет Октября	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	11,335	пост.№813

68	Т/т по д. 3 по Тверскому	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	31,3	пост.№813
69	Т/т по д. 16 по ул. Советская (драмтеатр)	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	27,086	пост.№813
70	Т/т по д.1 на пл.Театральная	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	25,887	пост.№813
71	Т/т по д. 43/18 по пер. Свободный	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,541	пост.№813
72	Т/т в арке д. 7 по ул. Новоторжская	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	6,02	пост.№813
73	Т/т по д. 39 по ул. Володарского	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	55,567	пост.№813
74	Т/т по д. 16 по ул. В. Новгорода	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	17,273	пост.№813
75	Т/т по гаражу у д. 35 по ул. Советская	тех. подвал	нет дан- ных	2d=273	26	пост.№813
76	Т/т по д. 21 по пер.Студенческий	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	5,458	пост.№813
77	Т/т по д. 18 по ул. Новоторжская	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	29,631	пост.№813
78	Т/т по д. 37 бульв. Радищева	тех.под вал.	нет дан- ных	2d=76	14,5	пост.№813
79	Т/т по д. 23 по пер. Студенческий	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	7,698	пост.№813
80	Т/т по д. 13 по Тверскому пр.	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	15,5	пост.№813
81	Т/т по д. 12 по Тверскому пр.	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	5	пост.№813
82	Т/т по д. 12 по Тверскому пр.	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	20,5	пост.№813
83	Т/т по д. 12 по Тверскому пр.	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	3,5	пост.№813
84	Т/т по д. 1а по пер. Смоленский	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	88,344	пост.№813
85	Т/т по д. 6 по Тверскому	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,9	пост.№813
86	Т/т по д. 25 по ул. Трехсвятская	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	28,179	пост.№813
87	Т/т по д. 27 по ул.Симеоновская	тех.под вал.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,118	пост.№813
88	Т/т по д. 13 по пер. Студенческий	тех.	нет дан-	нет дан-	25,909	пост.№813

		подвал	ных	ных		
89	Т/т по д. 24 по ул. Трехсвятская	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	12,078	пост.№813
90	Т/т по д. 24 по ул. Трехсвятская	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,483	пост.№813
91	Т/т по д. 2 по пер. Свободный	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	26,959	пост.№813
92	Т/т по д. 18 по ул. Крылова	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	12,449	пост.№813
93	Т/т по д. 18 по ул.Крылова	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	8,727	пост.№813
94	Т/т по д. 11 по ул. Пушкинская	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	8,111	пост.№813
95	Т/т по д. 7 по ул. Л. Базановой	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	10,457	пост.№813
96	Т/т в арке д. 14 по ул.Софьи Перовской	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	3,351	пост.№813
97	Т/т в арке от д. 14 до д. 12 по ул. Софьи Перовской	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,018	пост.№813
98	Т/т по д. 3 по ул. Учительская	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	22,183	пост.№813
99	Т/т в арке от д. 3 до д. 13/34 по ул. Учитель-ская	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	13,8	пост.№813
100	Т/т по д. 13/34 по ул. Учительская	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	64,879	пост.№813
101	Т/т по д. 54 по ул.Бебеля	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	7,169	пост.№813
102	Т/т по д. 54 по ул.Софьи Перовской	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	21,785	пост.№813
103	Т/т по зданию стоматологической поликлиники Беляковский, д. 21	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	34,587	пост.№813
104	Т/т по д. 47 по ул. С.Перовской (канцеля-рия)	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	19,267	пост.№813
105	Т/т по д. 3 на наб. реки Тьмаки	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	15,054	пост.№813
106	Т/т по д. 10 по ул.Бебеля	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	25,48	пост.№813
107	Т/т по д. 4/43 по ул.Бебеля	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	34,634	пост.№813
108	Т/т по д. 32 по ул.Ефимова	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	10,087	пост.№813

109	Т/т по д. 32 по ул. Ефимова	тех. подвал.	нет дан- ных	нет дан- ных	6,371	пост. №813
110	Т/т по д. 37 стр. 1 по ул. Дм. Донского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	9,757	пост. №813
111	Т/т по д. 12 по ул. Коробкова	тех. подвал.	нет дан- ных	нет дан- ных	7,389	пост. №813
112	Т/т по д. 19 по ул. 1-я Суворова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	30,164	пост. №813
113	Т/т по д. 7, корп. 3 по пр. Победы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	15,402	пост. №813
114	Т/т по д. 7, корп. 3 по пр. Победы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	26,258	пост. №813
115	Т/т по д. 6, корп. 4 по пр. Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	16,276	пост. №813
116	Т/т по д. 6, корп. 4 по пр. Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	23,962	пост. №813
117	Т/т по д. 6, корп. 4 по пр. Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	6,848	пост. №813
118	Т/т по д. 6, корп. 4 по пр. Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,127	пост. №813
119	Т/т по д. 4, корп. 1 по пр-ду Швейников	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	3,867	пост. №813
120	Т/т по д. 4, корп. 1 по пр-ду Швейников	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	2,539	пост. №813
121	Т/т по д. 11 по пер. Спортивный	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	67,178	пост. №813
122	Т/т по д. 35 по пер. Садовый	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	15,755	пост. №813
123	Т/т по д. 5 по ул. Фадеева	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	2,043	пост. №813
124	Т/т по д. 23 по ул. Крылова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	2,813	пост. №813
125	Т/т по д. 1 по пер. Садовый	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	95,313	пост. №813
126	Т/т по строению у д. 11 по пер. Александровский	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	4,039	пост. №813
127	Т/т от ТК-034-1 у д. 14 по ул. Вагжанова до д. 14 по ул. Вагжанова	подзем.	нет дан- ных	2d=159	4,229	пост. №813
128	Т/т по д. 26 по пр. Волоколамский	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	7,56	пост. №813
129	Т/т по д. 15 по ул. Трехсвятская	тех. под	нет дан-	нет дан-	5,595	пост. №813

		вал.	ных	ных		
130	Т/т от ТК у д. 82 по ул. Московская до д. 82 по ул. Московская	подзем.	нет дан-ных	2d=57	1,99	пост.№813
131	Т/т по д. 37, корп. 6 по ул. Паши Савельевой на д. 35, корп. 4	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	18,017	пост.№813
132	Т/т по д. 10, д. 12, д. 14 по ул. Фрунзе	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	102,281	пост.№813
133	Т/т по д. 10, корп. 1 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	12,62	пост.№813
134	Т/т по д. 4, корп. 2 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	22,427	пост.№813
135	Т/т по д. 4 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	12,524	пост.№813
136	Т/т от ТК-2 у д. 7 по Петербургскому шоссе до здания на территории 2462 ЦБПР Ви-СРХБЗ МО РФ	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	77,068	пост.№813
137	Т/т по д. 5 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	7,02	пост.№813
138	Т/т в районе ул. Дачная, 62	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	76,589	пост.№813
139	Т/т в районе ул.Хрустальная, 3	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	73,9	пост.№813
140	Т/т в районе ул.Хрустальная, 3	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	52,284	пост.№813
141	Т/т по д. 65 по ул.Соминка	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	93,864	пост.№813
142	Т/т по д. 29 в пос.Литвинки	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	92,009	пост.№813
143	Т/т по д. 2 в пос.Литвинки	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	45,2	пост.№813
144	Т/т по д. 35 в пос.Литвинки	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	19,447	пост.№813
145	Т/т в районе пр-да Большой Заводской, 4а	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	34,472	пост.№813
146	Т/т по д. 2 по ул. 2-я Серова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	2,169	пост.№813
147	Т/т по д. 116, корп. 3 А. Туполева	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	36,425	пост.№813
148	Т/т по д. 64 по ул. Пржевальского	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	23,836	пост.№813
149	Т/т по д. 4 по пер.Артиллерийский	тех.под	нет дан-	нет дан-	46,34	пост.№813

		вал.	ных	ных		
150	Т/т в районе наб. Афанасия Никитина, 142,корп. 1	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	32,885	пост.№813
151	Т/т по д. 6 на пер.Никитина	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	10,846	пост.№813
152	Т/т по д. 81 по ул.Горького	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	49,047	пост.№813
153	Т/т по д. 12 по ул.Павлова	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	10,382	пост.№813
154	Т/т по д. 12 по ул.Павлова	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,068	пост.№813
155	Т/т по д. 37/23 по ул.Мичурина	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	34,132	пост.№813
156	Т/т д. 6, корп. 3 по ул.Мусоргского	тех.	нет дан-ных	нет дан-ных	13,174	пост.№813
157	Т/т по д. 43а по ул. Е.Фарафоновой	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	29,382	пост.№813
158	Т/т по д. 5 по пр-ту Комсомольский	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	15,158	пост.№813
159	Т/т в районе ул.Хрустальная, 47	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	23,011	пост.№813
160	Т/т по д. 6 по ул. П.Савельевой	тех. подвал	нет дан-ных	2d=108; 2d=89	109,5	пост.№813
161	Т/т по д. 6, корп. 1 по ул. П. Савельевой	тех. подвал	нет дан-ных	2d=89; 2d=57	56,5	пост.№813
162	Т/т по д. 17 по ул.Мусоргского	тех.подвал.	нет дан-ных	нет дан-ных	3,866	пост.№813
163	Т/т по строению у д. 28 по Петербургскому шоссе	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	1,216	пост.№813
164	Т/т по д. 8 по Петербургскому шоссе	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	4,828	пост.№813
165	Т/т в районе д. 15 по наб. р. Лазури	подзем.	нет дан-ных	2d=219	16,5	пост.№813
166	Т/т в районе д. 15 по наб. р. Лазури	подзем.	нет дан-ных	2d=219	28,3	пост.№813
167	Т/т в районе д. 15 по наб. р. Лазури	подзем.	нет дан-ных	2d=159	17,5	пост.№813
168	Т/т по д. 31 по ул. Веселова	тех. подвал	нет дан-ных	2d=159	12,373	пост.№813
169	Т/т по д. 29 по ул. Веселова	тех. подвал	нет дан-ных	2d=159	12,444	пост.№813

170	Т/т от ТК-19а-1у д. 67 по шоссе Петербургское до врезки в теплотрассу надземную	подзем.	1988	2d=219	32,389	пост.№813
171	Т/т от врезки в надземную теплотрассу до точки подключения магазина (на шоссе Петербургское, д. 53а)	надзем.	1988	2d=159	66,969	пост.№813
172	Т/т от д. 20б по пр-ту 50 лет Октября до	подзем.	нет дан- ных	d=57	36	пост.№813
173	Т/т по д. 6, корп. 2 по Молодежному бул.	тех. подвал	1982	2d=133	21,165	пост.№813
174	Т/т в арке д. 24, корп. 1 по ул. Артюхиной	подзем.	1980	2d=108	7,317	пост.№813
175	Т/т от ТК-4С у д. 59 по ул. Пржевальского до д. 59 по ул. Пржевальского	подзем.	1987	1d=108 1d=89 1d=57 1d=45	9,164	пост.№813
176	Т/т от ТК-76С у д. 6 по ул. 2-я Силикатная до д. 6 по ул. 2-я Силикатная	подзем.	2000	2d=108	29,083	пост.№813
177	Т/т от ТК-521-14 у д. 8 по ул. Мусоргского до ГРП	подзем.	1963	2d=57	10,725	пост.№813
178	Т/т по д. 33 по наб. Иртыша	тех. подвал	1984	3d=133 1d=89	59,05	пост.№813
179	Т/т в арке д. 1 по Молодежному бул.	подзем.	1984	3d=108 1d=76	6,922	пост.№813
180	Т/т по д. 105, корп. 1 по шоссе Петербургское	тех. подвал	1968	2d=219	60,114	пост.№813
181	Т/т по д. 57 по ул. Седова	тех. подвал	1999	2d=133	48,816	пост.№813
182	Т/т по д. 25 по ул. Веселова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=219	10,917	пост.№813
183	Т/т по д. 99 по ул. Горького	тех. подвал	1994	2d=108 2d=57 1d=89 1d=76	31,79	пост.№813
184	Т/т по подвалу строения у д. 1/70 на пл. Мира	тех. подвал	нет дан- ных	2d=57	7,186	пост.№813
185	Т/т по д. 37а по бульв.Шмидта	тех. подвал	1963	2d=89	70,594	пост.№813
186	Т/т по д. 42а по ул. Е.Фарафоновой на д. 40а	тех. подвал	1961	2d=89	18,791	пост.№813
187	Т/т по д. 43а по ул. Е.Фарафоновой	тех. подвал	1962	2d=108	12,472	пост.№813
188	Т/т по д. 13а по ул. 1-я Силикатная	тех.	1982	3d=114	68,195	пост.№813

		подвал		1d=89		
189	Т/т по д. 61 по ул.Пржевальского	тех. подвал	1987	2d=219 1d=159 1d=89	18,327	пост.№813
190	Т/т по д. 57 по ул.Пржевальского	тех. подвал	1970	2d=89 2d=76	17,031	пост.№813
191	Т/т по д. 44 по пр-ту 50 лет Октября	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	4,023	пост.№813
192	Т/т по д. 38 по пр-ту 50 лет Октября	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	4,219	пост.№813
193	Т/т от ТК у д. 38, корп. 1 по ул. Бобкова до д.38, корп. 1	подзем.	нет дан- ных	2d=89 2d=76 d=40	8,533	пост.№813
194	Т/т от д. 38 до д. 36, корп.4 по ул. Бобкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	82,598	пост.№813
195	Т/т по д. 25 по ул. Л.Чайкиной	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,543	пост.№813
196	Т/т по д. 3а по ул. Р.Зорге	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,327	пост.№813
197	Т/т по д. 20 по ул.Строителей	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	36,494	пост.№813
198	Т/т по д. 6 по ул.Строителей	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	41,091	пост.№813
199	Т/т от ТК у д. 15 по ул.Б. Полевого до д. 15	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	18,623	пост.№813
200	Т/т от ТК у д. 15 по ул.Б. Полевого до д. 15	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	33,224	пост.№813
201	Т/т от ЦТП у д. 1, корп.2 по наб. Мигаловская до д. 1, корп. 2	подзем.	нет дан- ных	2d=57	31,122	пост.№813
202	Т/т от ТК у д. 1б по наб. Мигаловская до ЦТП у д. 1, корп. 2 по наб.Мигаловская	подзем.	нет дан- ных	2d=108	17,445	пост.№813
203	Т/т по д. 2а по ул. А.Степанова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	102,275	пост.№813
204	Т/т от д. 70 во дворе Пролетарки до д. 23	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	9,688	пост.№813
205	Т/т от д. 151 во дворе Пролетарки до д. 97	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,585	пост.№813
206	Т/т от д. 97 во дворе Пролетарки до ОУС у д.97 во дворе Пролетарки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	19,829	пост.№813
207	Т/т от ТК у д. 99 во дворе Пролетарки до строения во дворе Пролетарки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	21,06	пост.№813

208	Т/т от ТК у д. 15 во дворе Пролетарки до д.15 во дворе Пролетарки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	24,739	пост.№813
209	Т/т от ТК у д. 15 во дворе Пролетарки до д. 47 во дворе Пролетарки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,958	пост.№813
210	Т/т от д. 118 во дворе Пролетарки до склада N 96 у д. 118 во дворе	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	10,868	пост.№813
211	Т/т по д. 118 во дворе Пролетарки	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	31,58	пост.№813
212	Т/т от склада N 33 во дворе Пролетарки до склада N 77 во дворе Пролетарки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	33,319	пост.№813
213	Т/т по д. 7/1 по пер.1-й Красной слободы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,509	пост.№813
214	Т/т от ТК у д.36 по ул.Луначарского до д.36 по ул.Луначарского	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	3,7	пост.№813
215	Т/т от ТК-749 у д. 7 по пр-ту Калинина до д. 7	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,849	пост.№813
216	Т/т по зданию стоматологической поликлиники (пер. Беляковский, д. 21)	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	24,113	пост.№813
217	Т/т от ТК у д. 1 по пер.3-й в п. Элеватор до д.1 по пер. 3-й в п.Элеватор	подзем.	1988	2d=57	12,328	пост.№813
218	Т/т от ТК-1 у д. 15,корп. 1 по ул.Центральная в п.Элеватор до надзем-ную трассу у д. 17а по ул. Центральная	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	20,754	пост.№813
219	Т/т по д. 1 по ул. И.Седых (мед. академия)	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	24,398	пост.№813
220	Т/т по д. 9 по пр-ту Тверской	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	70,5	пост.№813
221	Т/т от ТК-83-14 у д.27/30 по ул.Трехсвятская до д. 27/30	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	6,898	пост.№813
222	Т/т от ТК-13А-1 у д. 13 по наб. реки Лазури до ТК-13А-3	подзем.	нет дан- ных	2d=159	25,238	пост.№813
223	Т/т по д. 39 по ул.Володарского	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	15,506	пост.№813
224	Т/т по д. 29 по бульв.Радищева	тех. подвал	нет дан- ных	2d=76	33,8	пост.№813
225	Т/т по д. 60 по ул.Советская	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	41,508	пост.№813
226	Т/т по д. 4 по ул.Крылова	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	25,931	пост.№813
227	Т/т от врезки у д. 27 по ул. Салтыкова-Щедрина до д. 27	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	2,457	пост.№813

228	Т/т в арке д. 1 на пл.Славы	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	7,359	пост.№813
229	Т/т в арке д. 1 на пл.Славы	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	7,492	пост.№813
230	Т/т от ТК-68-46 у д. 48 по ул. Л. Базановой до д. 50	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	12,791	пост.№813
231	Т/т от ТК у д. 1а по пер. Смоленский до д. 1а	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	29,336	пост.№813
232	Т/т по д. 1, корп. 1 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан- ных	2d=219	32,182	пост.№813
233	Т/т по д. 1, корп. 2 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан- ных	2d=219	75,157	пост.№813
234	Т/т от ТК-042-21 у стационара (ММУ "Городская больница № 2", пер. Смоленский, д. 34) до склада	подзем.	1974	2d=57	17,855	пост.№813
235	Т/т от гаража у д. 9 по наб. реки Лазури до врезки в трассу у д. 9	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	6,128	пост.№813
236	Т/т от ТК-24 у д. 3 по ул. Индустримальная до д. 3 по ул. Индустримальная	подзем.	нет дан- ных	2d=57	51,124	пост.№813
237	Т/т от ТК-22п у д. 5а по ул. Индустримальная до д. 9а (мастерские УМР) по ул. Индустримальная	подзем.	нет дан- ных	2d=57	65,244	пост.№813
238	Т/т от ТК-22п-1 у д. 7 по ул. Индустримальная до ТК-20В у д. 9 по ул. Индустримальная	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	35,204	пост.№813
239	Т/т от точки подключения у д. 10 по пр-ду Дарвина до ТК у д. 10 по ул. Дарвина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	19,17	пост.№813
240	Т/т от ТК у д. 10 по ул. Дарвина до склада у д.10 по ул. Дарвина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	2,858	пост.№813
241	Т/т от ТК у д. 10 по ул.Дарвина до склада у д.10 по ул. Дарвина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	22,787	пост.№813
242	Т/т от ТК у д. 10 по ул.Дарвина до склада у д.10 по ул. Дарвина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	42,684	пост.№813
243	Т/т от ТК-910-7 у д. 3 по пер. Александровский до боксов КЭЧ (в/ч № 96, в/ч № 73560, д. 5 по пер. Александровский)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,369	пост.№813
244	Т/т от ТК-910-5 у д. 9 по пер. Александровский до д. 9	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	68,524	пост.№813
245	Т/т от ТК-910-5 у д. 9 по пер. Александровский до врезки в надземную трассу у д. 9	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	83,575	пост.№813
246	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 9 до строения у д. 11 по пер. Александровский	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	26,289	пост.№813

247	Т/т от ТК-909-5 у д. 1 до д. 2, корп. 2 по пер. Спортивный	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	72,234	пост. №813
248	Т/т по д. 9 по пр-ту Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,673	пост. №813
249	Т/т по д. 9 по пр-ту Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	68,617	пост. №813
250	Т/т по д. 24а по пр-ту Чайковского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,214	пост. №813
251	Т/т от д. 2 по ул. Ерофеева до склада у д. 2 по ул. Ерофеева	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	18,596	пост. №813
252	Т/т от д. 2 по ул. Ерофеева до мойки у д. 2 по ул. Ерофеева	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	17,096	пост. №813
253	Т/т от ТК-16Б-3 у д. 35 корп. 1 по ул. А. Попова до д. 29 по ул. А. Попова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	32,559	пост. №813
254	Т/т от ТК-15 Б-14 у д. 11 по пер. Университетский до ТК-15 Б-20 у д. 2а Университетский	подзем.	нет дан- ных	2d=159	56,6	пост. №813
255	Т/т от строения у д. 2а по Университетскому пер. до ТК-920 у д. 71 по ул Коминтерна	надзем.	нет дан- ных	2d=89	65,6	пост. №813
256	Т/т от ТК-15 Б-20 у д. 2а по пер. Университетский до д. 71 по ул. Коминтерна	надзем.	нет дан- ных	2d=89	7,7	пост. №813
257	Т/т от ТК-15Б-20 до ТК-920 у д. 71 по ул. Коминтерна	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост. №813
258	Т/т от ТК-7Б-12 по ул. Коминтерна до ТК (территория потребительского общества "Универсальная база", бул. Цанова, д. 6)	подзем.	нет дан- ных	2d=159	75,1	пост. №813
259	Т/т от ТК до ТК по бул. Цанова (территория потребительского общества "Универсальная база", бул. Цанова, д. 6)	подзем.	нет дан- ных	2d=159	38	пост. №813
260	Т/т от ТК до ТК-8Д по бул. Цанова (территория потребительского общества "Универсальная база", бул. Цанова, д. 6)	подзем.	нет дан- ных	2d=159	40,8	пост. №813
261	Т/т по д. 43, корп. 7 по пр-ду Зеленый	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	19,905	пост. №813
262	Т/т от ТК-38А у д. 1б по ул. Т. Ильиной до строения у д. 1б по ул. Т. Ильиной	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	28,689	пост. №813
263	Т/т по д. 9, корп. 4 по пр-ту Волоколамский	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	4,172	пост. №813
264	Т/т ГВС от ТК у дома № 58 на ул. Г. Димитрова до дома № 58 на	подзем.	нет дан- ных	2d=159	нет дан- ных	пост. №813

	ул.Г.Димитрова					
265	Т/т ГВС от ТК у дома № 58 на ул.Г.Димитрова до дома № 56 на ул.Г.Димитрова	подзем.	нет дан- ных	2d=159	нет дан- ных	пост.№813
266	Т/т ГВС от ТК у дома № 58 на ул.Г.Димитрова до дома № 68 на ул.Г.Димитрова	подзем.	нет дан- ных	2d=159	нет дан- ных	пост.№813
267	Т/т от ЦТП у д.30 по ул.Луначарского до ТК у д.32 по ул.Луначарского	подзем.	нет дан- ных	2d=133 1d=108 1d=89	70	пост.№813
268	Т/т от ТК у д.32 по ул.Луначарского до ТК у д.36 по ул.Луначарского	подзем.	нет дан- ных	3d=89 1d=57	118,5	пост.№813
269	Т/т по д. 111 по шоссе Петербургское	тех. подвал	1970	2d=108	12,74	пост.№813
270	Т/т от врезки в основную трассу до гаражей казначейства в районе д.5 по ул. Фрунзе	подзем.	1978	2d=57	12,442	пост.№813
271	Т/т от д. 4 по ул.Лукина до ГРП у д. 4 по ул. Лукина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	10,181	пост.№813
272	Т/т от д. 16/14 по бульв. Шмидта до д. 18	подзем.	1991	2d=57	16,213	пост.№813
273	Т/т от ТК-605 у д. 23/29 по ул. Мичурина до д.23/29 по ул. Мичурина	подзем.	1980	2d=133	57,547	пост.№813
274	Т/т от ТК-2-338 до ТК у КНС N 4 по наб. А.Никитина	подзем.	1990	2d=76	17,622	пост.№813
275	Т/т от ТК до КНС N 4 по наб. А. Никитина	подзем.	1990	2d=76	12,356	пост.№813
276	Т/т от ТК-503 у д. 200 по ул. Горького до д.200 по ул. Горького	подзем.	1982	2d=114	8,777	пост.№813
277	Т/т от ТК-307-1 до д. 47 по ул. Хрустальная (ООО "Камелот")	подзем.	1984	2d=114	167,85	пост.№813
278	Т/т от ТК-30С у д. 2/42 до д.2/42 по ул. А. Томского	подзем.	1959	2d=57 2d=45	4,695	пост.№813
279	Т/т в арке д. 6 по ул.2-я Силикатная	тех. подвал	2000	2d=89	4,388	пост.№813
280	Т/т от ТК-19С у д. 16/1 по ул. А. Томского до ТК у д. 16/1 по ул. А.Томского	подзем.	1958	2d=76 1d=38 1d=32	25,032	пост.№813
281	Т/т от ТК у д. 16/1 до д. 18/25 по ул. А. Томского	подзем.	1958	4d=57	13,159	пост.№813
282	Т/т от ТК у д. 16/1 по ул. А. Томского до д.16/1 по ул. А. Томского	подзем.	1958	4d=57	27,271	пост.№813

283	Т/т от ТП-1 в р-не д. 18 по ул. 2-я Осипенко до ТП-14 у д. 30 по ул. 2-я Осипенко	надзем.	1979	2d=89 2d=76	126,238	пост.№813
284	Т/т от д. 30 по ул. 2-я Осипенко до д. 28 по ул.2-я Осипенко	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	9,616	пост.№813
285	Т/т от ТП-1 в р-не д. 18 по ул. 2-я Осипенко до ТП-9 у д. 2 по ул. 2-я Осипенко	надзем.	1979	2d=89 2d=76	188,34	пост.№813
286	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 26 по ул. 2-я Осипенко до д. 26 по ул. 2-я Осипенко	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	15,944	пост.№813
287	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 24 по ул. 2-я Осипенко до д. 24 по ул. 2-я Осипенко	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	17,552	пост.№813
288	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 22 по ул. 2-я Осипенко до д. 22	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	20,273	пост.№813
289	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 20 по ул. 2-я Осипенко до д. 20	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	20,106	пост.№813
290	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 18 по ул. 2-я Осипенко до д. 18	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	19,746	пост.№813
291	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 16 по ул. 2-я Осипенко до д. 16	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	15,973	пост.№813
292	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 14 по ул. 2-я Осипенко до д. 14	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	19,501	пост.№813
293	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 12 по ул. 2-я Осипенко до д. 12	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	19,304	пост.№813
294	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 10 по ул. 2-я Осипенко до д. 10	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	19,359	пост.№813
295	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 8 по ул. 2-я Осипенко до д. 8	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	17,081	пост.№813
296	Т/т от врезки в надземную трассу у д. 6 по ул. 2-я Осипенко до д. 6	подзем.	1979	2d=57 1d=32 1d=20	13,026	пост.№813
297	Т/т от д. 2 по ул. 2-я Осипенко до д. 4 по ул.	подзем.	1979	2d=57	15,652	пост.№813

	2-я Осипенко			1d=32 1d=20		
298	Т/т от д. 9, корп. 3 по ул. Артюхиной до д. 9, корп. 2 по ул. Артюхиной	подзем.	1985	2d=76	7,298	пост.№813
299	Т/т от ТК у д. 89 по Симеоновская до д. 19 по ул. Салтыкова-Щедрина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	3,708	пост.№813
300	Т/т в арке д. 37 по ул. Володарского	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	3,786	пост.№813
301	Т/т в арке д. 37 по ул. Володарского	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,152	пост.№813
302	Т/т от ТК-46а до территории ОАО "Твер-ская швейная фабрика", ул. А. Попова, д. 2	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,367	пост.№813
303	Т/т от точки подключения у д. 4 по ул. Володарского до д. 7 по ул. Л. Базановой	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	19,351	пост.№813
304	Т/т от д. 7 по ул. Л. Базановой до гаража № 35 у д. 7	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	8,179	пост.№813
305	Т/т от ТК-037-2 у д. 80 по ул. Московская до д. 82 по ул. Московская	подзем.	2006	2d=89	6,934	пост.№813
306	Т/т в арке д. 10 по ул. Вагжанова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,443	пост.№813
307	Т/т от д. 8 по ул. Склизкова до ГРП у д. 8	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	31,728	пост.№813
308	Т/т от т/узла гаража у д. 48 по ул. Склизко-ва до д. 46 по ул. Склизкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	58,725	пост.№813
309	Т/т от ТК у д. 112 по ул. Склизкова до д. 112	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	9,975	пост.№813
310	Т/т от ТК у д. 112 по ул. Склизкова до д. 114	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,216	пост.№813
311	Т/т по д. 18 по ул. Хромова	тех.	1987	2d=57	44,505	пост.№813
312	Т/т по д. 33, корп. 2 по ул. П. Савельевой на д. 6, корп. 1 по Молодежному бул.	тех. подвал	1981	2d=133	5,366	пост.№813
313	Т/т по д. 6, корп. 1 по Молодежному бул.	тех. подвал	1982	2d=133	23,273	пост.№813
314	Т/т по д. 21 по ул. П. Савельевой от врезки до т/у	тех. подвал	1986	2d=89	31,434	пост.№813
315	Т/т по д. 21 по ул.Хромова	тех. подвал	1994	2d=159	71,847	пост.№813
316	Т/т по д. 6а по ул. Седова до ЦТП	тех. подвал	1984	2d=219	20,151	пост.№813
317	Т/т по д. 28 по Студенческому пер.	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	27,439	пост.№813

318	Т/т в арке д. 25, корп. 1 по Волоколамскому	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,321	пост.№813
319	Т/т от ТК-398 у д. 52 по ул. П. Савельевой до ТК-398-3 у д. 41 по ул.П. Савельевой	подзем.	1978	2d=159	618,682	пост.№813
320	Т/т по д. 33, корп. 2 по ул. П. Савельевой на д. 33, корп. 1	тех. подвал	1981	2d=114	22,647	пост.№813
321	Т/т по д. 15, корп. 1 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1980	2d=159	25,656	пост.№813
322	Т/т по д. 15, корп. 1 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1980	2d=133	9,059	пост.№813
323	Т/т по д. 15, корп. 1 по ул. Артюхиной, по д. 15,корп. 2 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1980	2d=133	22,564	пост.№813
324	Т/т по д. 15, корп. 2 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1989	2d=57	5,976	пост.№813
325	Т/т по д. 35, корп. 1 по ул. П. Савельевой на д. 35а по ул. П. Савельевой	тех. подвал	1978	2d=108	50,022	пост.№813
326	Т/т от д. 5 по ул. Прошина до т/у	тех. подвал	1989	2d=133	14,667	пост.№813
327	Т/т от д. 5 по ул. Прошина от т/у	тех. подвал	2004	2d=133	28,66	пост.№813
328	Т/т по д. 78 по ул. Кольцевая до т/узла	тех. подвал	1976	2d=89	106,644	пост.№813
329	Т/т по д. 78 по ул.Кольцевая от т/узла	тех. подвал	1976	2d=89	23,1	пост.№813
330	Т/т по д. 16 по ул. Фрунзе	тех. подвал	1989	2d=219	92,752	пост.№813
331	Т/т по д. 16 по ул. Фрунзе на д. 18	тех. подвал	1989	2d=57 2d=32	5,821	пост.№813
332	Т/т по д. 11 по ул. З. Коноплянниковой	тех. подвал	1978	2d=108 1d=89 1d=57	12,848	пост.№813
333	Т/т по д. 13 по ул. З. Коноплянниковой	тех. подвал	1979	2d=89 1d=76 1d=57	11,916	пост.№813
334	Т/т от врезки у д. 18 по ул. Мусоргского до д. 16 по ул. Мусоргского	подзем.	1969	1d=57	31,009	пост.№813
335	Т/т по д. 17 по ул. З. Коноплянниковой после т/узла	тех. подвал	1972	2d=159	48,581	пост.№813
336	Т/т по д. 17 по ул. З. Коноплянниковой до до т/узла	тех. подвал	1972	2d=159	50,933	пост.№813
337	Т/т от ТК-39С у д. 64 по до д. 64 по ул.	подзем.	1987	2d=45	2,2	пост.№813

	Пржевальского					
338	Т/т от д. 116, корп. 3 по ул. Академика Туполева до ТК-68С у д. 116, корп. 3	подзем.	1987	1d=89 1d=76	15,138	пост.№813
339	Т/т от д. 6 по ул. 2-я Серова до врезки в надземную трассу в р-не д. 18 по ул. 2-я Осипенко	подзем.	1979	4d=114	24,742	пост.№813
340	Т/т от врезки у д. 18 по ул. 2-я Осипенко до ТП-1 у д. 18 по ул. 2-я Осипенко	подзем.	1979	2d=89	29,431	пост.№813
341	Т/т по д. 15/13 по бульв. Шмидта	тех. подвал	1985	2d=108	15,722	пост.№813
342	Т/т по д. 9 по пер. Артиллерийский	тех. подвал	1996	2d=133	11,049	пост.№813
343	Т/т от ТК у д. 116, корп. 2 по ул. Склизкова до д. 116, корп. 2 по ул. Склизкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	28,1	пост.№813
344	Т/т от ТК у д. 116, корп. 2 по ул. Склизкова до ТК у д. 116, корп. 2	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	64,546	пост.№813
345	Т/т по д. 42 по ул. Е. Фарафоновой	тех. подвал	1962	2d=133	16,447	пост.№813
346	Т/т по д. 10/10 по ул. Павлова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=57	9,569	пост.№813
347	Т/т по д. 7 по ул. Фурманова на д. 9	тех. подвал	1975	2d=89	37,305	пост.№813
348	Т/т по д. 7 по ул. Фурманова до кв. т/узла	тех. подвал	1970	2d=159	9,94	пост.№813
349	Т/т по д. 37 по ул. Е. Фарафоновой	тех. подвал	нет дан- ных	2d=76	12,596	пост.№813
350	Т/т по д. 91 по ул. Горького	тех. подвал	1968	2d=133	13,143	пост.№813
351	Т/т по д. 89 по ул.Горького	тех. подвал	1968	2d=133	8,942	пост.№813
352	Т/т по д. 85 по ул.Горького	тех. подвал	1965	2d=133	12,364	пост.№813
353	Т/т по д. 83 по ул.Горького	тех. подвал	1967	2d=133	12,682	пост.№813
354	Т/т по д. 30 по ул. Луначарского	тех. подвал	2004	2d=219	13,136	пост.№813
355	Т/т от ТК-7-4 у д. 19 по шоссе Петербургское до ТК-7-2-13 у д. 3 по ул.1-я Поселковая	подзем.	1948	2d=89	60,451	пост.№813
356	Т/т от ТК-437-15 у д.17, корп. 1 по ул. З.Коноплянниковой до д.Коноплянниковой	подзем.	2006	2d=57	26,039	пост.№813

357	Т/т от д. 59 по ул.Пржевальского до ТК у д.59 по ул. Пржевальского	подзем.	нет дан- ных	1d=76	29,624	пост.№813
358	Т/т от ТК-49-1 у д. 9 по ул. Вагжанова до д. 9, корп. 1 (здание Пенсионного фонда)	подзем.	2003	2d=89	61,578	пост.№813
359	Т/т от д. 127 по ул. Вагжанова до ТК-26-3 у д. 127 по ул. Вагжанова	подзем.	нет дан- ных	2d=32	27,526	пост.№813
360	Т/т от ТК у д. 36, корп. 1 по ул. Бобкова до ЦТП у д. 38, корп. 1 по ул.Бобкова	подзем.	нет дан- ных	2d=133	58,395	пост.№813
361	Т/т от ТК-379 у д. 23, корп. 1 по ул. Хромова до д. 32 по ул. Луначарского	подзем.	нет дан- ных	2d=108	102,457	пост.№813
362	Т/т от ЦТП у д. 30 по ул. Луначарского до ТК у д. 32 по ул. Луначарского	подзем.	нет дан- ных	2d=133 1d=108 1d=89	69,286	пост.№813
363	Т/т от ТК у д. 32 по ул. Луначарского до ТК у д. 36 по ул. Луначарского	подзем.	нет дан- ных	3d=89 d=57	118,494	пост.№813
364	Т/т от ТК у д. 36 по ул.Луначарского до д. 36 по ул. Луначарского	подзем.	нет дан- ных	3d=108 1d=76	26,641	пост.№813
365	Т/т от ТК у д. 36 по ул. Луначарского до д. 36 по ул. Луначарского	подзем.	нет дан- ных	3d=108 1d=76	3,504	пост.№813
366	Т/т от ТК-7А у д. 112 по ул. Московская до д. 112	подзем.	нет дан- ных	2d=57	45,083	пост.№813
367	Т/т от ТК-437-13 у д.19, корп. 1 по ул. З. Коноплянниковой до ОУС у д. 17, корп. 1 по ул. З.Коноплянниковой	подзем.	нет дан- ных	2d=40	29,694	пост.№813
368	Т/т от ТК-437-13 у д.19, корп. 1 по ул. З.Коноплянниковой до ТК-437-15 у д. 17, корп.1	подзем.	нет дан- ных	2d=76	20,35	пост.№813
369	Т/т от ТК у д. 1 по ул. Московской до д. 1 по м	подзем.	нет дан- ных	2d=133	26,8	пост.№813
370	Т/т от ТК-043-2 у д. 8, корп. 1 по Смолен-скому пер. до ТК у д. 1 по ул.Московской	подзем.	нет дан- ных	2d=133	74,9	пост.№813
371	Т/т от ТК у д. 111 до д. 115 по ул. Москов-ская	подзем.	нет дан- ных	2d=32	59,992	пост.№813
372	Т/т от ЦТП у д. 11 по ул. Кайкова до д. 10 по ул. Склизкова	подзем.	нет дан- ных	2d=133 d=108 d=76	169,751	пост.№813
373	Т/т от д. 15 по ул. Благоева до д. 3 по ул. Жореса	подзем.	нет дан- ных	2d=89 1d=76 1d=57	23,218	пост.№813
374	Т/т по д. 15 по ул. Благоева	тех. подвал	2000	2d=89 1d=76	12,184	пост.№813

				1d=57		
375	Т/т по д. 12, корп. 1 по ул. М. Румянцева на ЦТП	тех. подвал	1986	2d=159	15,801	пост.№813
376	Т/т по д. 14 по ул. Скворцова-Степанова	тех. подвал	1982	2d=325	37,5	пост.№813
377	Т/т по д. 14 по ул.Скворцова-Степанова	тех. подвал	1975	2d=273	34,5	пост.№813
378	Т/т по д. 12, корп. 1 по ул. М. Румянцева на д. 19, корп. 2 по ул. З.Коноплянниковой	тех. подвал	1986	2d=108	48,716	пост.№813
379	Т/т от т/узла у д. 19/4 по ул. Жореса до д. 19/4 по ул. Жореса	подзем.	1981	2d=159	34,182	пост.№813
380	Т/т от ТК у д. 10, корп. 1 по Комсомольскому пр. до д. 12а по Комсомольскому пр.	подзем.	нет дан- ных	2d=57	80,3	пост.№813
381	Т/т по д. 74 по наб. А. Никитина	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	37,677	пост.№813
382	Т/т от т/узла у д. 37 по ул. Горького до д. 53/4	подзем.	1960	2d=108 1d=76	82,579	пост.№813
383	Т/т по д. 4/4 по ул.Горького	тех. подвал	1965	2d=159	10,818	пост.№813
384	Т/т по д. 10 по ул.Павлова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=76	35,49	пост.№813
385	Т/т в районе ул. Жореса,21	подзем.	нет дан- ных	2d=159	1,296	пост.№813
386	Т/т от ТК-604-2 у т/узла у д. 19/4 по ул. Жореса до ТК у д. 36 по ул.Скворцова-Степанова	подзем.	нет дан- ных	2d=159	59,2	пост.№813
387	Т/т от ТК у д. 36 по ул.Скворцова-Степанова до д. 36 по ул.Скворцова-Степанова	подзем.	нет дан- ных	2d=108	6	пост.№813
388	Т/т по д. 17 по ул.Мусоргского	тех. подвал	1999	2d=89	9,978	пост.№813
389	Т/т от ТК-611 до ТК у д.21 по ул. З.Коноплянниковой	подзем.	нет дан- ных	2d=159	132,4	пост.№813
390	Т/т от ТК у д. 21 по ул.З. Коноплянниковой до ТК у д. 23 по ул. З.Коноплянниковой	подзем.	нет дан- ных	2d=159	60,8	пост.№813
391	Т/т от ТК у д. 23 по ул.З. Коноплянниковой до д.23 по ул. З.Коноплянниковой	подзем.	нет дан- ных	2d=108	5	пост.№813
392	Т/ т от ТК до ТК у д.202 по ул. Горького	подзем.	нет дан- ных	2d=159	5,8	пост.№813
393	Т/т от ТК у д. 202 поул. Горького до д. 202	подзем.	нет дан- ных	2d=76	13,5	пост.№813
394	Т/т в районе ул. Горького, 202	подзем.	нет дан-	2d=133	35,7	пост.№813

			ных			
395	Т/т в районе ул. Горького, 202	подзем.	нет дан- ных	2d=159	152	пост.№813
396	Т/т в районе ул. Горького, 202	подзем.	нет дан- ных	2d=45	12	пост.№813
397	Т/т в районе ул.Горького, 202	подзем.	нет дан- ных	2d=76	15	пост.№813
398	Т/т по д. 6 по ул.Благоева на д. 6а по ул.Благоева	тех.	1970	2d=159	44,805	пост.№813
399	Т/т от гаража до РСУ-6 по наб. А. Никитина	подзем.	1964	2d=57	5,239	пост.№813
400	Т/т в районе Артиллерийского пер. 3	назем.	нет дан- ных	2d=219	75,8	пост.№813
401	Т/т от ЦТП у д. 3 по пер. Артиллерийский до ТК у д. 3	подзем.	1984	2d=219 2d=159	15,9	пост.№813
402	Т/т от ТК у д. 3 по пер. Артиллерийский до д. 3	подзем.	1984	2d=219 2d=159	35,5	пост.№813
403	Т/т от ТК-331 у д. 3 по пер. Артиллерийский до ЦТП у д. 3 по пер.Артиллерийский	подзем.	1984	2d=57	4,8	пост.№813
404	Т/т по д. 5, корп. 1 по ул. Луначарского	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	7,589	пост.№813
405	Т/т по д. 7 по 4-му пер. Металлистов	тех. подвал	нет дан- ных	2d=159	13,8	пост.№813
406	Т/т от ТК-7-5 у д. 36 по ул. 1-я Рабочая Сло- бода	подзем.	1963	2d=219	309,43	пост.№813
407	до ТК-7-7 у д. 4 по ул. Веселова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
408	Т/т по д. 5 по ул. П.Савельевой	тех. подвал	нет дан- ных	2d=108	11,551	пост.№813
409	Т/т по д. 6 по ул. Луначарского от т/узла	тех. подвал	1974	2d=159	48,187	пост.№813
410	Т/т по д. 6 по ул.Луначарского до т/узла	тех. подвал	1974	2d=133	27,614	пост.№813
411	Т/т по строению у д. 28 по Петербургскому шоссе	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	2,181	пост.№813
412	Т/т по строению у д. 28 по Петербургскому шоссе	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	1,674	пост.№813
413	Т/т по д. 5 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	10,381	пост.№813
414	Т/т по д. 5 по шоссе Петербургское	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	6,728	пост.№813

415	Т/т от точки подключения оранжереи до ТК-19а-5 у д. 53а по шоссе	надзем.	1988	2d=159	134	пост.№813
416	Т/т от точки подключения теплицы до теплицы (на шоссе Петербургское, д. 53а)	надзем.	1988	2d=32	6	пост.№813
417	Т/т в арке д. 37, корп. 6 по ул. Паши Савельевой	подзем.	нет данных	нет данных	7,311	пост.№813
418	Т/т по д. 14 по ул.Фрунзе	тех. подвал	1985	2d=133	12,118	пост.№813
419	Т/т по д. 14 по ул.Фрунзе	тех. подвал	1985	2d=219	17,003	пост.№813
420	Т/т по д. 9, корп. 3 по ул. Артюхиной на д. 9,корп. 2 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1985	2d=76	4,443	пост.№813
421	Т/т по д. 6, корп. 3 по Молодежному бул. на д. 8, корп. 1 по Молодежному бул.	тех. подвал	1982	2d=133	29,653	пост.№813
422	Т/т по д. 18, корп. 1 по ул. Хромова	тех. подвал	1987	2d=57	29,2	пост.№813
423	Т/т по д. 18, корп. 2 по ул. Хромова	тех. подвал	1987	2d=57	27,175	пост.№813
424	Т/т в районе д. 80 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет данных	2d=325	38,2	пост.№813
425	Т/т в районе д. 80 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет данных	2d=325	90,6	пост.№813
426	Т/т от ТК до д. 27, корп. 1 по ул. Хромова	подзем.	нет данных	2d=133	35,5	пост.№813
427	Т/т в районе д. 76 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет данных	2d=159	94,6	пост.№813
428	Т/т от ТК до ЦТП у д. 27 по ул. Хромова	подзем.	нет данных	2d=133	8,5	пост.№813
429	Т/т от ТК-2-315 у д. 80 по ул. Кольцевая до д.80 по ул. Кольцевая	подзем.	2005	2d=114	78,16	пост.№813
430	Т/т от ТК-2-315 у д. 80 по ул. Кольцевая до д. 82 по ул. Кольцевая	подзем.	2005	2d=108	81,076	пост.№813
431	Т/т от котельной до ТК-15 Л у д. 3, корп. 1 в пос. Литвинки	подзем.	нет данных	2d=57	48,8	пост.№813
432	Т/т от ТК-604-2 у д. 21 по ул. Жореса до ТК у д.19/4 по ул. Жореса	подзем.	нет данных	2d=219	26,037	пост.№813
433	Т/т по д. 5 по ул. М.Румянцева	тех. подвал	нет данных	нет данных	9,553	пост.№813
434	Т/т по д. 5 по ул. М.Румянцева	тех. подвал	нет данных	нет данных	9,218	пост.№813
435	Т/т по д. 7 по ул.Фурманова	тех.	нет данных	нет данных	29,994	пост.№813

		подвал	ных	ных		
436	Т/т по гаражу у д. 37 по ул. Горького	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	6,993	пост.№813
437	Т/т по гаражу у д. 37 по ул. Горького	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	11,185	пост.№813
438	Т/т по д. 8 по ул.Мусоргского	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	56,847	пост.№813
439	Т/т по д. 2, корп. 1 по ул. З. Конопляннико-вой	тех. подвал	нет дан-ных	2d=114	10,5	пост.№813
440	Т/т по д. 37 по ул. Е.Фарафоновой	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	28,155	пост.№813
441	Т/т в районе ул.Горького, 21/3	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,085	пост.№813
442	Т/т по д. 10/10 по ул.Павлова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	8,412	пост.№813
443	Т/т по д. 4 по ул. П.Савельевой на д. 2 по ул. П. Савельевой	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	19,521	пост.№813
444	Т/т от врезки в подземную трассу до д. 64 по ул. Г. Димитрова	подзем.	нет дан-ных	3d=40	18,632	пост.№813
445	Т/т от врезки в подземную трассу до д. 62 по ул. Г. Димитрова	подзем.	нет дан-ных	3d=57	73,655	пост.№813
446	Т/т от врезки в подземную трассу до д.60 по ул. Г. Димитрова	подзем.	нет дан-ных	3d=57	9,436	пост.№813
447	Т/т от д. 3, корп. 1 в пос. Литвинки до д. 3, корп. 2 в пос. Литвинки	подзем.	нет дан-ных	2d=89 d=76 d=45	12,2	пост.№813
448	Т/т по д. 3, корп. 1 в пос. Литвинки	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	70,09	пост.№813
449	Т/т от ТК-2-317 у д. 2, корп. 4 по ул.Хрустальная до ТК у д.14 по ул. Голланд-ская	подзем.	2008	2d=273	15,321	пост.№813
450	Т/т от ТК у д. 14 по ул.Голландская до д. 14 поул. Голландская	подзем.	нет дан-ных	2d=32	8,8	пост.№813
451	Т/т по д. 3, корп. 1 по ул. Прошина	тех. подвал	нет дан-ных	2d=133	4,5	пост.№813
452	Т/т от д. 3, корп. 1 по ул. Прошина до строящегося здания	подзем.	нет дан-ных	2d=108	13,5	пост.№813
453	Т/т от ТК у д. 36 по ул.Докучаева до д. 36	подзем.	нет дан-ных	2d=159	11,9	пост.№813
454	Т/т по д. 36 по ул.Докучаева	тех.подвал	нет дан-ных	2d=89	16	пост.№813

455	Т/т от д. 36 по ул.Докучаева до д. 85 по ул. Скворцова-Степанова	подзем.	нет дан- ных	2d=89	57,6	пост.№813
456	Т/т по д. 37, корп. 6 по ул. Паши Савельевой	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	16,742	пост.№813
457	Т/т от ТК-040-1 у д. 9 по Вагжановскому пер. до ТК-039-3.	подзем.	1995	2d=159	66,433	пост.№813
458	Т/т от ТК-22п-1 у д. 7 по ул. Индустриальная до сварочного цеха у д. 7	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,56	пост.№813
459	Т/т от сварочного цеха до мастерских (в р-не д.7 по ул. Индустриальная)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	30,889	пост.№813
460	Т/т от д. 3 по ул. Лукина до д. 5 по ул. Лукина	подзем.	1982	2d=57 2d=32	84,028	пост.№813
461	Т/т по д. 47/27 по пр-ту Победы до т/у	тех. подвал	1966	2d=89	23,275	пост.№813
462	Т/т от д. 27 по пр. Победы до д. 35 по пр.Победы	подзем.	1987	2d=76	14,768	пост.№813
463	Т/т по д. 13а по бульв. Щанова	тех. подвал	1978	2d=114, 1d=89, 1d=57	30,9	пост.№813
464	Т/т по д. 99 по ул.Горького	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	19,446	пост.№813
465	Т/т в арке д.д. 99, 144,корп. 1 по ул. Горького	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	11,523	пост.№813
466	Т/т между ТК у дома № 33 на ул.Советская	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
467	Т/т по д. 26 по ул.Зинаиды Конопляннико- вой	тех.	нет дан- ных	нет дан- ных	49,755	пост.№813
468	Т/т по д. 53 по ул.Красина	тех.	нет дан- ных	нет дан- ных	98,112	пост.№813
469	Т/т в районе д. 46 по наб. Афанасия Ники- тина	подзем.	нет дан- ных	2d=57	5,2	пост.№813
470	Т/т по д. 8 по ул.Горького	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	44,252	пост.№813
471	Т/т от ТК-7-9 у д. 18 по ул.Веселова до д. 16 по ул. Веселова	надзем.	1966	2d=89	123,086	пост.№813
472	Т/т от ТК до д. 80 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=108	12,7	пост.№813
473	Т/т от ТК до д. 76 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=108	5,2	пост.№813
474	Т/т в районе д. 76 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=273	68,5	пост.№813

475	Т/т в районе д. 80 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=159	27,35	пост.№813
476	Т/т в районе д. 76 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=219	94	пост.№813
477	Т/т в районе д. 72 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=219	65,9	пост.№813
478	Т/т в районе д. 72 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=219	43,45	пост.№813
479	Т/т от ТК до д. 72 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=108	19,846	пост.№813
480	Т/т от ТК до д. 68 по ул. 2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=108	16,4	пост.№813
481	Т/т в районе д. 2 по ул. Цветочная	подзем.	нет дан- ных	2d=159	86	пост.№813
482	Т/т в районе д. 4 по ул. Цветочная	подзем.	нет дан- ных	2d=159	69,85	пост.№813
483	Т/т от ТК до д. 6 по ул. Цветочная	подзем.	нет дан- ных	2d=108	19,35	пост.№813
484	Т/т от ТК до д. 31 по ул. Хромова	подзем.	нет дан- ных	2d=133	22	пост.№813
485	Т/т от ТК до д. 4 по ул. Цветочная	подзем.	нет дан- ных	2d=108	19,4	пост.№813
486	Т/т от ТК до д. 8 по ул. Цветочная	подзем.	нет дан- ных	2d=89	53,9	пост.№813
487	Т/т от т/узла у д. 33 по ул. Мусоргского до ТК-608-2 у д. 29/44 по ул. Красина	подзем.	1984	2d=159	167,07	пост.№813
488	Т/т от точки подключения теплицы до теплицы (на шоссе Петербургское, д. 53а)	под- зем.	1988	2d=32	12	пост.№813
489	Т/т от ТК-386-5 у д. 15 по ул. П. Савельевой до ТК-386-11	подзем.	нет дан- ных	2d=219	22,5	пост.№813
490	Т/т от ТК у а/к N 2 по ул. Дачная до ТК	подзем.	нет дан- ных	2d=159	6,145	пост.№813
491	Т/т по д. 116, корп. 1 по ул. Академика по ул. Академика	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	51,616	пост.№813
492	Т/т по д. 116, корп. 3 Туполева	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	11,942	пост.№813
493	Т/т от ТК-27С у д. 48 по ул. Маяковского до т/узла у д. 48	подзем.	1958	2d=108 2d=76	11,051	пост.№813
494	Т/т от ТК у д. 5 по пр-ду 1-й Р. Люксембург до д. 7	подзем.	1958	1d=76 1d=57	26,1	пост.№813

495	Т/т от ТК-27С у д. 48 по ул. Маяковского до т/узла у д. 48	подзем.	1958	2d=108 2d=76	3,711	пост.№813
496	Т/т по д. 21 по ул. П.Савельевой на магазин у д. 21	тех. подвал	2007	2d=57	11,716	пост.№813
497	Т/т от д. 115, корп. 3 по шоссе Петербургское до строения у д. 115, корп. 3 по шоссе Петербургское	подзем.	нет дан- ных	1d=89 3d=76	29,851	пост.№813
498	Т/т по д. 115, корп. 3 по шоссе Петербург- ское	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	10,488	пост.№813
499	Т/т по д. 32 по ул. Артюхиной	тех. подвал	1980	3d=133 1d=108	53,589	пост.№813
500	Т/т по д. 39, корп. 5 по ул. Паши Савельевой	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	29,77	пост.№813
501	Т/т по д. 39, корп. 4 по ул. Паши Савельевой	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	28,148	пост.№813
502	Т/т по д. 15, корп. 3 по ул. Артюхиной	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	50,543	пост.№813
503	Т/т по д. 15, корп. 2 по ул. Артюхиной	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	42,636	пост.№813
504	Т/т по д. 3, корп. 2 по Молодежному бул.	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	25,055	пост.№813
505	Т/т по д. 3, корп. 1 по Молодежному бул.	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	34,264	пост.№813
506	Т/т от точки подключения у д. 17 по ул. Громова до д. 15 по ул. Громова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	82,2	пост.№813
507	Т/т от д. 17 по ул. Громова до склада	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	117,48	пост.№813
508	Т/т по д. 28, корп. 2 по пр-ту 50 лет Октября	тех. подвал	нет дан- ных	2d=57	45	пост.№813
509	Т/т от ТК-395 у д. 44 по ул. П. Савельевой до д. 44 по ул. П. Савельевой	подзем.	нет дан- ных	2=57	74	пост.№813
510	Т/т от ТК у д. 38, корп. 1 по Петербург- скому шоссе до д. 38, корп. 1	подзем.	нет дан- ных	2d=108	36	пост.№813
511	Т/т от ТК-267 до д. 5а по Старицкому ш.	подзем.	нет дан- ных	2d=76	164	пост.№813
512	Т/т по д. 20, корп. 1 по ул. Центральная	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	31,541	пост.№813
513	Т/т от ТК-8 у д. 24 по ул. Центральная Эле- ватор д 7 по ул. Центральная	подзем.	1982	2d=89	15,444	пост.№813
514	Т/т от строения до строения на террито- рии ООО "Бизнес-Сервис" (ш.Московское, д.	подзем.	нет дан- ных	2d=219 d=50 d=40	82,867	пост.№813

	15)					
515	Т/т от ТК у д. 17а по ул. Центральная в п.Элеватор до ТК у д. 17а	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	31,629	пост.№813
516	Т/т от врезки в теплотрассу до ТК у д. 17а по ул. Центральная в п. Элеватор	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	21,374	пост.№813
517	Т/т от ТК-44 у д. 19 по ул. Центральная в п.Элеватор до врезки в теплотрассу у производственной базы комбината "Красная заря"	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	66,56	пост.№813
518	Т/т от ТК-1 до ТК у д. 24 по ул. Бочкина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	75,818	пост.№813
519	Т/т от ТК до ТК в районе 24 по ул. Бочкина	подзем.	нет дан- ных	2d=219	82,155	пост.№813
520	Т/т от ТК у здания до административного здания производственной базы	подзем.	нет дан- ных	2d=89	18,267	пост.№813
521	Т/т от ТК у здания производственной базы до здания производственной базы	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,978	пост.№813
522	Т/т от административного здания производственной базы до гаража	подзем.	нет дан- ных	2=76	45,713	пост.№813
523	Т/т от административного здания производственной базы до гаража	подзем.	нет дан- ных	2d=76	44,332	пост.№813
524	Т/т от ТК до ТК в районе д. 24 по ул. Бочкина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	75,802	пост.№813
525	Т/т от ТК у в/ч 6533 до ТК в районе д. 22 по ул.Бочкина	подзем.	нет дан- ных	2d=219	168,708	пост.№813
526	Т/т по административному зданию производственной базы	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,797	пост.№813
527	Т/т от ТК до ТК на территории производственной базы ООО "Дом стекла" (ул.Бочкина, д. 19)	подзем.	нет дан- ных	1d=108	97,563	пост.№813
528	Т/т от ТК у котельной производственной базы до ТК (ул. Бочкина, д. 19)	подзем.	нет дан- ных	2d=180	38,564	пост.№813
529	Т/т от котельной производственной базы до ТК у котельной (ул.Бочкина, д. 19)	подзем.	нет дан- ных	2d=219 2d=159 2d=76	45,568	пост.№813
530	Т/т от ТК у котельной до камеры у корпуса для стоянки автомашин	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	8,499	пост.№813
531	Т/т от строения до д. 2а по ул. Каменнодробильная	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,107	пост.№813

532	Т/т от ТК-1 у д. 15, корп. 1 по ул. Центральная в п. Элеватор до врезки в надземную трассу у д. 17а по ул. Центральная в п. Элеватор	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,204	пост.№813
533	Т/т от врезки в подземную теплотрассу до врезки в надземную трассу у д. 17а по ул. Центральная	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	63,927	пост.№813
534	Т/т от врезки в надземную трассу до д. 8	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	20,992	пост.№813
535	Т/т от д. 10 по ул. Колодкина до строения	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,563	пост.№813
536	Т/т вдоль строения у д. 10 по ул. Колодкина	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	10,809	пост.№813
537	Т/т от врезки у д. 8 по ул. Колодкина до врезки у д. 10 по ул. Колодкина-	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,747	пост.№813
538	Т/т от Котельной до ТК у д. 45 по ул. Конечная	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	9,88	пост.№813
539	Т/т от ТК до строения по ул. Конечная (территория производственной базы геодезического центра)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	94,184	пост.№813
540	Т/т от врезки до д. 9 по ул. Конечная (склад)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	62,278	пост.№813
541	Т/т от ТК до д. 45 по ул. Конечная	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,907	пост.№813
542	Т/т между строениями по ул. Конечная (территория производственной базы геодезического центра)		нет дан- ных	нет дан- ных	40,008	пост.№813
543	Т/т от т/узла у д. 20 в дер. Большие Пере- мерки до врезки в надземную трассу	надзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	178,408	пост.№813
544	Т/т от врезки в надземную трассу до здания в районе д. 10 по ул. Бочкина		нет дан- ных	2d=159	2,862	пост.№813
545	Т/т от врезки в надземную трассу до ТК в районе д. 17 по ул. Бочкина		нет дан- ных	нет дан- ных	9,988	пост.№813
546	Т/т в районе д. 17 по ул. Бочкина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	53,826	пост.№813
547	Т/т в районе д. 17 по ул. Бочкина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	14,048	пост.№813
548	Т/т по д. 27 по Бобкова	тех.под- вал	нет дан- ных	2d=108	20	пост.№813
549	Т/т по д. 36, корп. 1 по Бобкова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=219	12,5	пост.№813

550	Т/т по д. 52 по ул. Е. Пичугина	тех. подвал	нет дан- ных	2d=114	42	пост.№813
551	Т/т от ТК-227 у д. 23 по ул. Бобкова до д. 50/34 по ул. Е. Пичугина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	21,762	пост.№813
552	Т/т по д. 28, корп. 1 по ул. Бобкова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=219	25	пост.№813
553	Т/т по д. 28, корп. 1 по ул. Бобкова	тех. подвал	нет дан- ных	2d=114	7	пост.№813
554	Т/т от ТК-233а-4 у д. 3 корп. 2 по пр-ту 50 лет Октября до д. 3 по пр-ту 50 лет Октября	подзем.	нет дан- ных	2d=159	64,6	пост.№813
555	Т/т от ТК-13-35 у д. 11 по ул. Маршала Буденного до врезки	подзем.	нет дан- ных	2d=108	29	пост.№813
556	Т/т от котельной до д. 3 по ул. Строителей (храм)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	32,42	пост.№813
557	Т/т от д. 5, корп. 2 по ул. Советская до строения у д. 5, корп. 2	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	15,648	пост.№813
558	Т/т в арке д. 2 по ул. Вольного Новгорода	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	2,745	пост.№813
559	Т/т по д. 5 по пер. Свободный	тех.подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	18,793	пост.№813
560	Т/т от ТК-415-2 у д. 21 по ул. В. Новгорода до д. 19 .	подзем.	1981	2d=159	26,214	пост.№813
561	Т/т от ТК-415-2 у д. 21 по ул. В. Новгорода до д. 19, корп. 1 по ул. В.Новгорода	подзем.	нет дан- ных	2d=57	17,714	пост.№813
562	Т/т от ТК-404-2 у д. 18/20 по ул.Володарского до д. 18/20	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	9,601	пост.№813
563	Т/т от ТК до д. 15/33 по ул. Бассейная	подзем.	нет дан- ных	2d=57	3,241	пост.№813
564	Т/т от ТК до д. 14 по ул. Серебряная	подзем.	нет дан- ных	2d=57	7,75	пост.№813
565	Т/т по д. 23 по ул. Крылова	тех.подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	8,185	пост.№813
566	Т/т по д. 56, корп. 1 по ул. Советская	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	17,256	пост.№813
567	Т/т по д. 54 по ул. ул. Советская	тех.подвал	нет дан- ных	2d=108	6	пост.№813
568	Т/т от д. 40/13 по ул. Салтыкова-Щедрина до д. 44	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,69	пост.№813
569	Т/т от д. 44 по ул.Салтыкова-Щедрина до д.46	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	16,956	пост.№813
570	Т/т от д. 51 по ул. Советская до д. 49	подзем.	нет дан-	нет дан-	2,971	пост.№813

			ных	ных		
571	Т/т от точки подключения у д. 9 по ул.Новоторжская до ТК у д.11 по ул. Новоторжская	подзем.	нет дан- ных	2d=219	25,523	пост.№813
572	Т/т от ТК у д. 11 по ул. Новоторжская до д. 11	подзем.	нет дан- ных	2d=219	17,294	пост.№813
573	Т/т по д. 13 по Тверскому пр.	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	31,3	пост.№813
574	Т/т по д. 13 по Тверскому пр.	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	40	пост.№813
575	Т/т по д. 30 по пер.Студенческий	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	9,557	пост.№813
576	Т/т от ТК-83-7 у д. 32 по ул. Советская до д. 32 по ул. Советская	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,115	пост.№813
577	Т/т по д. 32 по ул. Желябова	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,235	пост.№813
578	Т/т от ТК-86-20 до д. 17 по ул. Трехсвятская	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,329	пост.№813
579	Т/т по строению в районе д. 7 по ул. Вокзаль- ная	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	9,335	пост.№813
580	Т/т по д. 6 по ул. Вагжанова	тех. подвал	1977	2d=273	25,201	пост.№813
581	Т/т по д. 8 по пер. Смоленский	тех. подвал	2002	2d=89	14,88	пост.№813
582	Т/т от ТК-53-10 у д. 5а по ул. Малая Самара до д. 8 по пер. Смоленский	подзем.	1968	2d=108	7,156	пост.№813
583	Т/т по д. 2 по ул. Малая Самара	тех. подвал	2000	2d=89	27,87	пост.№813
584	Т/т по д. 16 по ул. Вокзальная	тех. подвал	1983	2d=89	15,304	пост.№813
585	Т/т по д. 24, корп. 1 по ул. Московская на д. 24, корп. 2 по ул.Московская	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	76,923	пост.№813
586	Т/т от д. 24, корп. 2 по ул. Московская до д. 24, корп. 3	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	11,369	пост.№813
587	Т/т по д. 24, корп. 2 по ул. Московская	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	13,484	пост.№813
588	Т/т по д. 6 по пер. Вагжановский	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	12,603	пост.№813
589	Т/т по д. 6 по пер. Вагжановский на д. 9 по ул. Малая Самара	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	3	пост.№813

590	Т/т по д. 9 по ул. Малая Самара	тех. подвал	нет дан- ных	2d=159	160	пост.№813
591	Т/т по д. 9 по ул. Малая Самара на д. 6 по пер. Вагжановский	тех. подвал	нет дан- ных	2d=114	4,7	пост.№813
592	Т/т по д. 7 по ул. Малая Самара	тех. подвал	нет дан- ных	2d=159	65,5	пост.№813
593	Т/т по д. 5 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	14,6	пост.№813
594	Т/т по д. 5 по наб. реки Лазури	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	13,1	пост.№813
595	Т/т по д. 14/7а по бульв. Радищева	тех.подвал	нет дан- ных	2d=108	3,2	пост.№813
596	Т/т по д. 14/7а по бульв. Радищева	тех.подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	9,6	пост.№813
597	Т/т от ТК-12А-2 у производственной базы до производственной базы д. 11 по наб. Реки Лазури	подзем.	нет дан- ных	2d=273	35,64	пост.№813
598	Т/т от ТК-041-8 у д. 8 по пер. Вагжановский до угла первого поворота т/т и от угла четвертого т/т и от угла четвертого поворота т/т до д. 66а по ул. Московская	подзем.	нет дан- ных	2d=108	10,681	пост.№813
599	Т/т от ТК-13А-1 у д. 13 по наб. реки Лазури до д. 13 по наб. Реки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	27,477	пост.№813
600	Т/т от ТК-13А у д. 13 по наб. реки Лазури до ТК-13А-1 у д. 13 по наб.	подзем.	нет дан- ных	2d=219	14,45	пост.№813
601	Т/т от ТК-13А-1 у д. 13 по наб. р. Лазури до ТК у д. 13а	подзем.	нет дан- ных	2d=89	173,259	пост.№813
602	Т/т от ТК у д. 13а по наб. р. Лазури до д. 13апо наб. р. Лазури	подзем.	нет дан- ных	2d=89	2,005	пост.№813
603	Т/т от ТК до д. 17 по наб. р. Лазури	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	78,609	пост.№813
604	Т/т от ТК у д. 36 по ул. Л. Базановой до д. 20 по ул. Л. Базановой	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	46,21	пост.№813
605	Т/т от ТК-401-3 до д. 20 по ул. Л. Базановой	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	11,294	пост.№813
606	Т/т от ТК-110-18 до д. 20, корп. 1 на наб. реки Тымаки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	15,867	пост.№813
607	Т/т от д. 26 до д. 25/2 по наб. реки Тымаки	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	0,689	пост.№813
608	Т/т по гаражу у д. 11 по ул. С. Перовской	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	18,01	пост.№813

609	Т/т по д. 10 по ул. Бебеля	тех.подвал	нет данных	2d=57	25	пост.№813
610	Т/т от ТК-137-5 до д. 56 по ул. Софьи Перовской	подзем.	нет данных	нет данных	1,246	пост.№813
611	Т/т в арке стоматологической поликлиники (пер.Беляковский, д. 21)	подзем.	нет данных	нет данных	8,435	пост.№813
612	Т/т по д. 9 по пр-ту Тверской	тех. подвал	нет данных	нет данных	5	пост.№813
613	Т/т в арке д. 35 по пр. Чайковского	тех.подвал	нет данных	нет данных	5,572	пост.№813
614	Т/т по д. 6, корп. 2 по Чайковского	тех. подвал	нет данных	нет данных	138,52	пост.№813
615	Т/т от д. За (мастерские) по ул.Индустриальная до д. За по ул. Индустримальная	подзем.	нет данных	2d=57	25,133	пост.№813
616	Т/т по д. За по ул.Индустриальная	тех. подвал	нет данных	нет данных	48,26	пост.№813
617	Т/т от д. 9а по ул.Индустриальная до д. За (мастерские)	подзем.	нет данных	2d=57	32,942	пост.№813
618	Т/т по зданию у д. 3 по ул. Индустримальная	тех. подвал	нет данных	нет данных	8,095	пост.№813
619	Т/т от ТК-22П у д. 5а по ул. Индустримальная до д. 5 по ул. Индустримальная	подзем.	нет данных	нет данных	65,699	пост.№813
620	Т/т от ТК-22п у д. 5а по ул. Индустримальная до д. 7 по ул. Индустримальная	подзем.	нет данных	нет данных	53,436	пост.№813
621	Т/т от д. 7 до ТК-22п-1 у д. 7 по ул.Индустриальная	подзем.	нет данных	нет данных	53,031	пост.№813
622	Т/т от ТК-20В у д. 9 по ул. Индустримальная до д. 9 по ул. Индустримальная	подзем.	нет данных	нет данных	7,313	пост.№813
623	Т/т от ТК у д. 9 по ул. Индустримальная до ТК-20В у д. 9	подзем.	нет данных	2d=108	49,872	пост.№813
624	Т/т от ТК у д. 9 по ул.Индустриальная до ТК у д. 2	подзем.	нет данных	2d=108	35,702	пост.№813
625	Т/т от ТК у д. 2 по ул. Индустримальная до д. 2 по ул. Индустримальная (ГОУ "Профессиональный лицей N 41")	подзем.	нет данных	2d=108	21,401	пост.№813
626	Т/т от ТК до д.9 по ул. Индустримальная лицей N 16)	подзем.	нет данных	1d=149	5,383	пост.№813
627	Т/т от д. 16 по ул. Коробкова до д. 18	подзем.	нет данных	нет данных	3,636	пост.№813
628	Т/т по д. 16 по ул. Коробкова	тех.	нет дан-	нет дан-	61,711	пост.№813

		подвал	ных	ных		
629	Т/т от д. 21а по пр-ту Чайковского до д. 21 по пр-ту Чайковского	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	10,566	пост.№813
630	Т/т от котельной до д.23 по пр. Чайковского	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	11,097	пост.№813
631	Т/т по д. 5 по ул. А.Попова	тех. подвал	нет дан-ных	2d=89	5	пост.№813
632	Т/т по д. 6 по пр. Волоколамский	тех.подвал	нет дан-ных	2d=159	5	пост.№813
633	Т/т от д. 10 по пер. Спортивный до лаборатории у д. 10 по пер. Спортивный	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	20,654	пост.№813
634	Т/т от ТК-736 по ул. Коробкова (около ОАО "Волжский пекарь") до ТК-737 у д. 20 по ул. м	подзем.	нет дан-ных	2d=273	120,151	пост.№813
635	Т/т по д. 38/2 по ул. Александра Попова	тех. подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	1,26	пост.№813
636	Т/т по д. 18 по ул. Фадеева	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	3,311	пост.№813
637	Т/т от врезки в воздушную трассу (территория складов ООО "Фирма А.Р.Д.", бульв.Цанова, д. 6)	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	23,17	пост.№813
638	Т/т от ТК-279 до ТК у д.12, корп. 1 по ул.Маршала Конева	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	8,422	пост.№813
639	Т/т от ТК у д. 12, корп.1 по ул. Маршала Конева до д. 12, корп. 1 по ул.Маршала Конева	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	59,205	пост.№813
640	Т/т от ТК у д. 31 по ул.Советская до ТК у д. 33	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	79,814	пост.№813
641	Т/т между ТК у д. 33 по ул. Советская	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	2,601	пост.№813
642	Т/т от ТК у д. 33 по ул. Советская до ТК у д. 11 по ул. Рыбацкая	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	4,424	пост.№813
643	Т/т от ТК у д. 11 по ул.Рыбацкая до ТК у д.40/13 по ул.Салтыкова-Щедрина	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	27,523	пост.№813
644	Т/т от ТК у д. 40/13 по ул. Салтыкова-Щедрина до ТК у д. 33 по ул.Советская	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	8,978	пост.№813
645	Т/т между ТК у д. 33 по ул. Советская	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	11,66	пост.№813
646	Т/т от ТК у д. 33 по ул.Советская до ТК у д.40/13 по ул.Салтыкова-Щедрина	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	10,331	пост.№813
647	Т/т от ТК у д.40/13 по ул. Салтыкова-Щедрина до ТК у д. 44 по ул.Салтыкова-	подзем.	нет дан-ных	нет дан-ных	37,071	пост.№813

	Щедрина					
648	Т/т от ТК у д. 44 по ул.Салтыкова-Щедрина до ТК у д. 13 по ул. Рыбацкая	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	79,859	пост.№813
649	Т/т от строения до ТК у д. 19 по ул. Арсения д. 19 по ул. Арсения Степанова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	122,155	пост.№813
650	Т/т от ТК до д. 19 по ул. Арсения Степанова (фитнес-центр)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,975	пост.№813
651	Т/т от ТК до д. 19 по ул. Арсения Степанова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	29,469	пост.№813
652	Т/т от ТК-207-1 по ул.Б. Полевого до ТК у д.2, корп. 1 по ул. Б.Полевого	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	56,367	пост.№813
653	Т/т от ТК у д. 2, корп.1 по ул. Б. Полевого до д. 2, корп. 1 по ул. Б.Полевого	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	2,108	пост.№813
654	Т/т от ТК-151 у д. 20 по пр. Калинина до ТК у д.3 по ул. Виноградова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	138,254	пост.№813
655	Т/т от ТК у д. 3 по ул.Виноградова до д. 3 по ул. Виноградова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	7,499	пост.№813
656	Т/т от ТК-149-2 у д. 1б по ул. Виноградова до д.1б по ул. Виноградова	подзем.	1993	2d=89	37,598	пост.№813
657	Т/т от ТК-714-2 у д. 30,корп. 1 по ул.Ротмистрова до надземной трассы	под- зем.	нет дан- ных	2d=235	33	пост.№813
658	Т/т от ТК-16В-3 у д. 53,корп. 3 по ул.Орджоникидзе до д. 43,корп. 3 по пр-ду Зеленый	подзем.	1975	2d=76	35,863	пост.№813
659	Т/т по 43, корп. 3 по Зеленому пр-ду	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	9,998	пост.№813
660	Т/т по д. 43, корп. 16 Зеленому пр-ду	тех. подвал	нет дан- ных	нет дан- ных	43,525	пост.№813
661	Т/т от ТК-25А у д. 43,корп. 2 по пр-ту Победы до д. 16, корп. 1 по ул.	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	23,588	пост.№813
662	Т/т от д. 7а по ул. 2-я Лукина до д. 7б	под- зем.	нет дан- ных	нет дан- ных	178,556	пост.№813
663	Т/т от ТК-803 у д. 6 по ул. 2-я Лукина до д. 7а по ул. 2-я Лукина	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	27,732	пост.№813
664	Т/т от ТК-807-5 у д. 17 по ул. Лукина до склада	под- зем.	нет дан- ных	2d=57	12,1	пост.№813
665	Т/т от ТК у д. 112 по ул. Слизкова до ТК у д.116, корп. 2 по ул.Слизкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	187,543	пост.№813
666	Т/т от ТК у д. 116, корп. 1 по ул. Слизкова до д. 116, корп. 1 по ул. Слизкова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	37,074	пост.№813

667	Т/т от ТК-117-29 у д. 59 по пер. Трудолюбия до д. 42 по пер. Трудолюбия (д/с N 34)	подзем.	1972	2d=76	76,098	пост.№813
668	Т/т вдоль Московского ш. у а/к N 11 (Московское ш., д. 18а)	подзем.	нет дан- ных	2d=108	86,823	пост.№813
669	Т/т от ТК до врезки в воздушную трассу у забора складов ООО "Фирма А.Р.Д." (бульв.Цанова, д. 6)	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	37,942	пост.№813
670	Т/т от ТК-117-29 у д. 59 по пер. Трудолюбия до д. 36 по пер. Трудолюбия	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	34,457	пост.№813
671	Т/т от ТК-41А-5-2 до д.15а по пр. Волоко- ламский	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	4,403	пост.№813
672	Т/т в арке от д. 43 по ул. 15 лет Октября до д.39/43 по пр. Победы	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	3,539	пост.№813
673	Т/т от ТК-41А-4 у д. 34 по ул. Богданова до д.34 по ул. Богданова	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	5,399	пост.№813
674	Т/т от ТК до д. 39 по ул. Желябова	под- зем.	нет дан- ных	2d=76	30,75	пост.№813
675	Т/т по д. 1 по пер.Смоленский	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	61,941	пост.№813
676	Т/т от д. 1 по пер. Смоленский до д. 1,корп. 2	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	30,935	пост.№813
677	Т/т от ТК-207-2 д. 7а по ул. Б. Полевого до д. 7а по ул. Б. Полевого	подзем.	1978	2d=57	19,769	пост.№813
678	Т/т по дому 45 корп.6 по Зеленому пр-ду	тех.под вал	нет дан- ных	2d=108 1d=89 1d=76	70 70	пост.№813
679	Т/т по дому 45 корп.7 по Зеленому пр	тех.под вал	нет дан- ных	2d=108 1d=89 1d=76	70 70	пост.№813
680	Т/т по дому 45 корп.8 по Зеленому пр	тех.под вал	нет дан- ных	2d=108 1d=89 1d=76	100 100	пост.№813
681	Т/т по д.3 Волоколамский пр-т(экология) до ЦТП №132	тех.под вал	нет дан- ных	2d=159	6	пост.№813
682	Т/т по дому 43 корп.17 по Зеленому пр	тех.под вал	нет дан- ных	2d=108 1d=89 1d=76	110 110 110	пост.№813
683	Т/т по дому 43 корп.16 по Зеленому пр	тех.под	нет дан-	2d=108	80	пост.№813

		вал	ных	1d=76	80	
				1d=57	80	
684	Т/т по дому 43 корп.14по Зеленому пр	тех.подвал	нет дан-ных	нет дан-ных	нет дан-ных	пост.№813
685	Т/т от ТК-417 до д.13 ул.Советская (Центр.банк)	подзем.	нет дан-ных	2d=159	7,9	пост.№813
686	Т/т от т/узла до д.42 ул.Рыбацкая	подзем.	нет дан-ных	2d=89	15,4	пост.№813
687	Т/т от ТК-68-4 до д.20 ул.С.Щедрина (гости-ница)	подзем.	нет дан-ных	2d=114	18,8	пост.№813
688	Т/т от ТК-68-6-1 до д.24 ул.Медниковская	подзем.	нет дан-ных	2d=57	нет дан-ных	пост.№813
689	Т/т от ТК-76-10- до д.33 ул.Желябова(пристройка)	подзем.	нет дан-ных	2d=57	13,08	пост.№813
690	Т/т от ТК-83-28а до д.19 ул.Трехсвятская "Сретенка"	подзем.	нет дан-ных	2d=89	14,5	пост.№813
691	Т/т от ТК-86-4 до д.5 Свободный пер.	подзем.	нет дан-ных	2d=114	9,1	пост.№813
692	Т//т от д.5 до д.7 Свободный пер., общ.	подзем.	нет дан-ных	2d=57	9,7	пост.№813
693	Т/т от ТК-90 до д.7 ул.Новоторжская	подзем.	нет дан-ных	2d=114	7,3	пост.№813
694	Т/т от ТК-103-1 до д.1а ул.Советская (спорт-зал)	подзем.	нет дан-ных	2d=76	113,2	пост.№813
695	Т/т от ТК-235 до д.10а пр-т 50 лет Октября	подзем.	нет дан-ных	2d=133	109,4	пост.№813
696	Т/т от д. 16 до д.14 ул.Бобкова (ГВС)	подзем.	нет дан-ных	2d=57	24,3	пост.№813
697	Т/т от д.8 до д.6 ул.2-я Боровая	подзем.	нет дан-ных	2d=57	22	пост.№813
698	Т/т от ТК-746-3а до д.1а ул.Баррикадная (га-раж)	подзем.	нет дан-ных	2d=57	15	пост.№813
699	Т/т от ТК-110-2 до ТК-110-2-1	подзем.	нет дан-ных	2d=89	63,6	пост.№813
700	Т/т от ТК-110-2-1 до д.3/29 ул.Бебеля	подзем.	нет дан-ных	2d=89	25,1	пост.№813
701	Т/т от ТК-203 до д.2 корп.2 ул.М.Конева	подзем.	нет дан-ных	2d=89	50,9	пост.№813
702	Т/т от столовой школы-интернат №3,ул.Б.Полевого,15 до ТК-	подзем.	нет дан-ных	-	50,6	пост.№813

703	Т/т от д.20 до д.18 Артиллерийский пер. (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	4	пост.№813
704	Т/т от д.17 ул.Мусоргского до ТК-516-19	подзем.	нет дан- ных	2d=76	15,4	пост.№813
705	Т/т от ТК-519-3 до д.7 ул. Румянцева (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	13,7	пост.№813
706	Т/т от ТК-519-7-1а до д.22 ул.Мусоргского (д/сад №81) (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	8	пост.№813
707	Т/т от д. 36 ул.Терещенко до д.38 ул.Терещенко	подзем.	нет дан- ных	2d=76	11,3	пост.№813
708	Т/т от ТК-5Г-5-1 до д.80 пр-т Победы, дом ребенка "Теремок", нов.корп.	подзем.	нет дан- ных	2d=114	43,5	пост.№813
709	Т/т от д.80 пр-т Победы, нов.корпус, до стар.корпуса	подзем.	нет дан- ных	2d=89	25,5	пост.№813
710	Т/т от ТК-42А до д.4 ул.Т. Ильиной (д/сад №2)	подзем.	нет дан- ных	2d=89	21,9	пост.№813
711	Т/т от д.42а пр-т Победы до д. 42 пр-т Побе- ды (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	2d=32	80	пост.№813
712	Т/т от ТК-26А до д.45/28 пр-т Победы	подзем.	нет дан- ных	2d=159	5,2	пост.№813
713	Т/т от ЦТП (№91) до д.43 корп.2 пр-т Победы	подзем.	нет дан- ных	2d=89	38,6	пост.№813
714	Т/т от ЦТП (№91) до д.45/28 пр-т Победы (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	25,5	пост.№813
715	Т/т от д.37а пр-т Победы до ТК-24А-23	подзем.	нет дан- ных	2d=114	12,8	пост.№813
716	Т/т от ТК-24А-7а до ТК-24А-7	подзем.	нет дан- ных	2d=114	31	пост.№813
717	Т/т от ТП-2 до ТП-4 ул.Центральная	подзем.	нет дан- ных	2d=159	72	пост.№813
718	Т/т от ТП-4 до д.22 ул.Центральная	подзем.	нет дан- ных	2d=57	18	пост.№813
719	Т/т от ТК-2-312А до ТК-2-312А-1 по ул.Хрустальная	подзем.	нет дан- ных	-	нет дан- ных	пост.№813
720	Т/т от ТК-2-312А-1 до д.46 корп.2 по ул.Хрустальная	подзем.	нет дан- ных	-	нет дан- ных	пост.№813
721	Т/т от д.3 до д.5 ул.Рыбацкая	подзем.	нет дан- ных	2d=57	нет дан- ных	пост.№813
722	Т/т от д.18а наб.Ст.Разина до д.52а	подзем.	нет дан- ных	d=76, d=45	нет дан- ных	пост.№813
723	Т/т от ТК-56С до ТК-55С по ул.Туполева	подзем.	нет дан-	2d=426	222,4	пост.№813

			ных			
724	Т/т от ТК-55С до ТК-54С по ул.Туполева	подзем.	нет дан- ных	2d=426	45,9	пост.№813
725	Т/т от ТК-54С до ТК-53С по ул.Туполева	подзем.	нет дан- ных	2d=325	26,7	пост.№813
726	Т/т от т/узла до д.57а ул.Советская	подзем.	нет дан- ных	2d=89	27,05	пост.№813
727	Т/т от ТК-83-26 до д.17 ул.Трехсвятская (при- стр)	подзем.	нет дан- ных	2d=57	4,7	пост.№813
728	Т/т по д.7 Свободный пер.	тех.под вал	нет дан- ных	2d=57	6,5	пост.№813
729	Т/т от д.7 Свободный пер. до т/узла	подзем.	нет дан- ных	2d=57	29	пост.№813
730	Т/т от ТК-89 до ТК-88 Свободный пер.	подзем.	нет дан- ных	2d=219	31,2	пост.№813
731	Т/т от д.3 корп.2 Молодежный б-р до д.3 корп.3	подзем.	нет дан- ных	2d=57	3,5	пост.№813
732	Т/т от д.3 корп.2 Молодежный б-р до д.3 корп.1	подзем.	нет дан- ных	2d=114	4,55	пост.№813
733	Т/т от ТК-151 до д.20 пр-т Калинина (ДК Пролетарка)	подзем.	нет дан- ных	2d=114	51	пост.№813
734	Т/т от ТК-373 до т/узла Управления по контролю за наркот.	подзем.	нет дан- ных	2d=159	48,3	пост.№813
735	Т/т от ТК-373 до т/узла Управления по контролю за наркот.	подзем.	нет дан- ных	2d=114	35	пост.№813
736	Т/т от ТК-501-1 до д.2а Петербургское ш.	подзем.	нет дан- ных	2d=57	30	пост.№813
737	Т/т к д.19/1 ул.Скв.-Степанова (общеж) о точном местопрохождении т/трассы нет дан- ных	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
738	Т/т по д.86/3 ул.Горького до подключ. на д.88	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	19	пост.№813
739	Т/т по д.86/3 ул.Горького на д.88	тех.под вал	нет дан- ных	2d=89	16	пост.№813
740	Т/т по д.86/3 ул.Горького до подключ. ГВС	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	6	пост.№813
741	Т/т по д.86/3 ул.Горького до подкл.т/узла №2 (д/сад №92)	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	3	пост.№813
742	Т/т по д.86/3 ул.Горького до т/узла №2(д/сад №92)	тех.под вал	нет дан- ных	2d=76	25	пост.№813
743	Т/т от д.42 ул.Фарафоновой до ТК-519-1-10	подзем.	нет дан-	2d=133	45,5	пост.№813

			ных			
744	Т/т от ТК-604-2-6 до д.38 ул.Скв.Степанова	подзем.	нет дан- ных	2d=114	55,5	пост.№813
745	Т/т от д.35 корп.1 ул.П.Савельевой до мага- зина	подзем.	нет дан- ных	2d=57	11	пост.№813
746	Т/т от ТК-377-13 до д.74 ул.2-я Красина	подзем.	нет дан- ных	2d=133	22,6	пост.№813
747	Т/т от ТК-379а-4 до д.32 корп.2ул. Луначар- ского	подзем.	нет дан- ных	2d=76	38,3	пост.№813
748	Т/т от ТК-379а-4 до д.32 корп.1ул. Луначар- ского	подзем.	нет дан- ных	2d=76	64,2	пост.№813
749	Т/т от ТК-1 до д.5 Петербургское ш. (детская больница № 3) (ГВС)	подзем.	нет дан- ных	-	55,1	пост.№813
750	Т/т по д. 60 Петербургское ш. на д.62	тех.под вал	нет дан- ных	2d=89	1,5	пост.№813
751	Т/т от ТК-043-6 до д.8 Смоленский пер.	подзем.	нет дан- ных	2d=114	10,3	пост.№813
752	Т/т по д.34 корп.2 ул.Фадеева до подключ. на д.32	тех.под вал	нет дан- ных	2d=219	35	пост.№813
753	Т/т по д.34 корп.2 ул.Фадеева от подключ. к магистр. т/тр на д.32	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	42	пост.№813
754	Т/т по д.31 ул.Фадеева до подключения т/узла	тех.под вал	нет дан- ных	2d=159	26,1	пост.№813
755	Т/т по д.31 ул.Фадеева на ТК-7Б-4	тех.под вал	нет дан- ных	2d=159	40,3	пост.№813
756	Т/т по д. 19 б-р Цанова на д.15	тех.под вал	нет дан- ных	2d=159	20,6	пост.№813
757	Т/т по д.45 корп.10 Зеленый пр-д до под- ключ.ЦТП №131	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	16,5	пост.№813
758	Т/т по д.45 корп.10 Зеленый пр-д до под- ключ.ЦТП №131	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	7	пост.№813
759	Т/т по д.45 корп.10 Зеленый пр-д (ЦТП №131) до подключ.ГВС	тех.под вал	нет дан- ных	2d=114	22,5	пост.№813
760	Т/т от ТК-1Г до д.33 кор.1 ул.Т.Ильиной	подзем.	нет дан- ных	2d=89	11,85	пост.№813
761	Т/т от ТК-5Г-3-13 до д.75а пр-т Побе- ды,гаражи МЧС	подзем.	нет дан- ных	2d=76	45	пост.№813
762	Т/т от ТК-816В-1 до д.92 ул.Склизкова (д/сад №159)	подзем.	нет дан- ных	2d=76	23,85	пост.№813
763	Т/т от ТК-739 до д.4 корп.2 ул.Макарова (16- ти эт.)	подзем.	нет дан- ных	2d=108	31,9	пост.№813

764	Т/т к дому № 46 по ул.Спартака	подзем.	нет дан- ных	-	4	пост.№813
765	Т/т от ТК-24А-1а до д.14 корп.1 ул.Озерная	подзем.	нет дан- ных	2d=89 (непрох. канал)	12	пост.№813
766	Т/т от ТК-24А-1а до д.14 корп.1 ул.Озерная	подзем.	нет дан- ных	2d=89 (беска- нальная)	14,6	пост.№813
767	Т/т по д.3 Волоколамский пр-т(экология) до ЦТП №132	тех.под вал	нет дан- ных	2d=159	6	пост.№813
768	Т/т от ТК-117 до ТК-117-1 по ул.Д.Донского	подзем.	нет дан- ных	2d=426	81,5	пост.№813
769	Т/т от ТК-134 до ТК-135 по Головинскому валу	подзем.	нет дан- ных	2d=325	142,7	пост.№813
770	Т/т от ТК-135 до ТК-136 по Головинскому валу	подзем.	нет дан- ных	2d=426	35	пост.№813
771	Т/т от дома 43 корп.14 до дома 43 корп.15 по Зеленому пр	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
772	Т/т от дома 45 корп.6 до дома 45 корп.7 по Зеленому пр	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
773	Т/т от дома 45 корп.7 до дома 45 корп.8 по Зеленому пр	подзем.	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№813
774	От ТК-427 до д.2/26 Комсомольский пр По д.2/26 Комсомольский пр. до ЦТП (№149)Комсомольский пр., 2/26	тех.под вал	нет дан- ных	нет дан- ных	100	пост.№467
775	По дому За ул.З.Тимофеевой (помещение ресторана Тверская Губерния"	тех.под вал	нет дан- ных	2d=76, 2d86, 2d133	38,5	пост.№1255
776	От запорной арматуры ООО "ТКСМ-2" до ТК-69С	тех.под вал	нет дан- ных	2d=219, 2d159, 2d89	20	пост.№1255
777	От ТК-31 по ул.Вагжанова до ТК-60 пл.Гагарина до Крылова у д.40/29 нераб	тех.под вал	нет дан- ных	2d=426	1313	пост.№1359
778	т/т по дому N 24 в пос. Химинститута	тех.под вал	нет дан- ных	2d = 159	66,142	пост.№ 395
779	т/т по дому 47 в пос. Химинститута	тех.под вал	нет дан- ных	2d = 159	20,496	пост.№ 395
780	т/т по дому 26 в пос. Химинститута	тех.под вал	нет дан- ных	2d = 108	72,592	пост.№ 395

781	т/т по дому 14 в пос. Химинститута	тех.подвал	нет данных	2d = 89	84,57	пост.№ 395
782	т/т по дому 28 в пос Химинститута до стены здания магазина	тех.подвал	нет данных	2d = 108	76,2	пост.№ 395
783	ТК -616 -ТК - 622, нераб	подзем.	нет данных	2d=530	350,6	пост.№422
784	ТК -622 - ТК - 623А, нераб	подзем.	нет данных	2d=530	156,6	пост.№422
785	ТК -623А -ТК -630, нераб	подзем.	нет данных	2d=530	1192,8	пост.№422
786	Т/т по д. 8 по б-ру. Гусева на ОУС	тех.подвал	1972	2d = 32	28,97	пост.№969
787	Т/т по д. 72 по ул. Можайского на д. 76 по ул. Можайского	тех.подвал	1991	2d = 76	2	пост.№969
788	Т/т по д. 72 по ул. Можайского	тех.подвал	1991	2d = 133	35,21	пост.№969
789	Т/т по д. 72 по ул. Можайского	тех.подвал	1991	2d = 76	10,38	пост.№969
790	Т/т от т/узла у д. 7 по Промышленному пр-ду до д. 7 по Промышленному пр-ду	подзем.	1992	2d = 76	30,5	пост.№969
791	Т/т по д. 87, корп. 2 по пр-ту Октябрьский	тех.подвал	1990	2d = 114	6,5	пост.№969
792	Т/т от ТК-833-8 у д. 9 по ул. Королева до д. 11 по ул. Королева	подзем.	2003	2d = 108 1d = 89 1d = 76	29,5	пост.№969
793	Т/т от ТК-833-8 у д. 9 по ул. Королева до ТК у д. 11 по ул. Королева	подзем.	2003	2d = 108	45,8	пост.№969
794	Т/т от ТК у д. 11 по ул. Королева до д. 11 по ул. Королева	подзем.	2003	2d = 108	35,9	пост.№969
795	Т/т от ТК у д. 11 по ул. Королева до д. 11 по ул. Королева	подзем.	2003	2d = 76	33	пост.№969
796	Т/т от ТК-845-1 у д. 66 по пр-ду 2-й М. Ульяновой до ТК у д. 87 по ул. Можайского	подзем.	2007	2d = 159	80,2	пост.№969
797	Т/т от ТК у д. 87 по ул. Можайского до ТК у д. 14, корп. 1 ул. Загородная	подзем.	2007	2d = 133	107,5	пост.№969
798	Т/т по д. 72 по ул. Можайского на д. 76 по ул. Можайского	тех.подвал	2007	2d = 76	2	пост.№969
799	Т/т от врезки в теплотрассу у д. 2а по пр-ду Промышленный (территория ГУП "Облжилкомхоз" до строения (территория ООО "Трой", пр-д Промышленный, д. 26)	подзем.	1995	2d = 32	160	пост.№969

800	Т/т от ТК-837-24 у д. 65 по ул. Можайского до ТК-837-22 у д. 71 по ул. Можайского	подзем.	1977	2d = 219 1d = 159 1d = 76	103,46	пост.№969
801	Т/т по д. 81, корп. 1 по ул. Можайского	тех.подвал	2003	2d = 219	55,9	пост.№969
802	Т/т по д. 56 по ул. Можайского	тех.подвал	1995	2d = 159	139	пост.№969
803	Т/т от ТК у д. 87, корп. 2 по Октябрьскому пр-ту до д. 52 по ул. Можайского	подзем.	1997	2d = 76	81,6	пост.№969
804	Т/т по д. 5 по ул. Королева	тех.подвал	2002	2d = 219	12,2	пост.№969
805	Т/т от СТК (через две ТК1 и ТК2) до д. 14, корп. 1 по ул. Загородная	подзем.	2007	2d = 159	78	пост.№969
806	Т/т от ССПМК-6 (ул. Коминтерна, д. 103) до проходной (территория СМПМК-5, ул. Коминтерна, д. 107)	подзем.	1990	2d = 114	91,6	пост.№969
807	Т/т от ТК-820-2 у котельной «Южная» (пр-д Промышленный, д. 2) до ТК-820-8 у д. 5 по пр-ду Промышленный	подзем.	1981	2d = 273	110,6	пост.№969
808	Т/т от ТК-820-8 до д. 5 по пр-ду Промышленный	подзем.	1981	2d = 273	12,2	пост.№969
809	Т/т от ТК-820-12 до т/у	подзем.	1992	2d = 89	15	пост.№969
810	у д. 7 по пр-ду Промышленный	нет данных	нет дан- ных	нет дан- ных	нет дан- ных	пост.№969
811	Т/т от врезки в т/т на СППМК-5 до точки подключения у проходной д. 107 по ул. Коминтерна	подзем.	1990	2d = 114	173,1	пост.№969
812	Т/т от д. 11 по Промышленному пр-ду до врезки в т/т на СМПМК-5	подзем.	1988	2d = 133	34,5	пост.№969
813	Т/т по д. 81, корп. 1 по ул. Можайского	тех.подвал	2003	2d = 219	55,9	пост.№969
814	Т/т от ТК-845-2 до д. 12, корп. 1 по ул. Загородная	подзем.	2010	2d = 133	26,9	пост.№969
815	Т/т от ТК-845-4 до д. 12, корп. 1 по ул. Загородная	подзем.	2010	2d = 108	35,8	пост.№969
816	Т\т по д. 51 по ул. Можайского на д. 85/49 по Октябрьскому пр-ту	тех.подвал	1974	2d = 89	10,67	пост.№969
817	Т/т по д. 1 по ул. К. Заслонова	тех.подвал	1982	2d = 159	12,635	пост.№969
818	Т/т от строения до д. 1 по ул. К. Заслонова	подзем.	1982	2d = 57	25,978	пост.№969

819	Т/т от ТК-18 у д. 15 по ул. К. Заслонова до склада у д. 15 по ул. К. Заслонова	подзем.	1963	2d = 32	12,286	пост.№969
820	Т/т от ТК-49 у д. 17 по ул. К. Заслонова до склада у д. 17 по ул. К. Заслонова	подзем.	1963	2d = 32	10,753	пост.№969
821	Т/т по д. 40, корп. 2 по ул. Восстания	тех.подвал	1997	2d = 159	9,449	пост.№969
822	Т/т от д. 40, корп. 2 по ул. Восстания до насосной у д. 40, корп. 2 по ул. Восстания	подзем.	1997	2d = 32	6,022	пост.№969
823	Т/т от ТК-1 у д. 9, корп. 2 по б-р Профсоюзов до д. 9, корп. 2 по б-р Профсоюзов (котельная ХБК)	подзем.	1960	2d = 273	18,952	пост.№969
824	Т/т от врезки у котельной ХБК д. 9, корп. 2 по ул. Профсоюзов до ТК-3 у д. 9, корп. 2 по б-р Профсоюзов	подзем.	1958	2d = 219	25,425	пост.№969
825	Т/т от ТК-1г у д. 9 корп. 3 по б-р Профсоюзов до ТК-1 и до котельной ХБК д. 9, корп. 2 по б-р Профсоюзов	подзем.	1982	1d = 159 1d = 114	34,837	пост.№969
826	Т/т от ТК-2 у д. 9, корп. 3 по б-р Профсоюзов до ГРП у д. 9, корп. 3 по б-р Профсоюзов	подзем.	1961	2d = 32	17,833	пост.№969
827	Т/т от ТК-3 у д. 9, корп. 2 по б-р Профсоюзов до ТК-9 у д. 13 по б-р Профсоюзов	подзем.	2005	2d = 219	120,16	пост.№969
828	Т/т от ТК у д. 9, корп. 3 по ул. Оsnабрюкская до д. 4 по ул. Георгиевская	подзем.	1995	2d = 76 1d = 57 1d = 42	55,852	пост.№969
829	Т/т от ТК-2 у д. 22 по ул. Машинистов (школа № 2) до д. 10 по ул. Машинистов	подзем.	1983	2d = 159 2d = 114	109,185	пост.№969
830	Т/т от ТК 1 до ТК-2 у д. 22 по ул. Машинистов (школа № 2)	подзем.	1983	2d = 159 2d = 114	40,832	пост.№969
831	Т/т по д. 8 в пос. ДРСУ-2 на д. 8, корп. 1 в пос. ДРСУ-2	тех.подвал	1992	2d = 89 2d = 50	107,231	пост.№969
832	Т/т от ТК до ТК в пос. Керамического завода	подзем.	1992	2d = 89	20,279	пост.№969
833	Т/т от ТК до ТК в пос. Керамического завода	подзем.	1992	2d = 89	43,89	пост.№969
834	Т/т от ТК до ТК в пос. Керамического завода	подзем.	1992	2d = 89	32,426	пост.№969
835	Т/т по д. 24 по шоссе Сахаровское на д. 12а по Сахаровскому шоссе	тех.подвал	1974	2d = 57	14	пост.№969
836	Т/т от д. 24 по шоссе Сахаровское до ТК-5Т у д. 24 по шоссе Сахаровское	подзем.	1974	2d = 114	31,2	пост.№969
837	Т/т от ТК-5Т у д. 24 по шоссе Сахаровское до ТК-6Т у д. 5 по шоссе Сахаровское	подзем.	1974	2d = 114	160,7	пост.№969
838	Т/т по д. 24 по шоссе Сахаровское на ТК-5Т	тех.подвал	1974	2d = 76	22	пост.№969

		вал				
839	Т/т по д. 12 по шоссе Сахаровское на д. 14	тех.подвал	1990	2d = 114 2d = 89	17,5	пост.№969
840	Т/т по д. 24 по шоссе Сахаровское на д. 26	тех.подвал	1985	2d = 89	112,6	пост.№969
841	Т/т по д. 26 по шоссе Сахаровское на ТК-3Т	тех.подвал	1977	2d = 114	107,6	пост.№969
842	Т/т от д. 26 по шоссе Сахаровское до ГРП у д. 26 по шоссе Сахаровское	подзем.	1977	2d = 32	19,6	пост.№969
843	Т/т от ТК-6Т у д. 5 по шоссе Сахаровское до строения у д. 5 по шоссе Сахаровское	подзем.	1974	2d = 114	82	пост.№969
844	Т/т от ТК-6Т у д. 5 по шоссе Сахаровское до д. 10 по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 57	36	пост.№969
845	Т/т от точки подключения у д. 6 по шоссе Сахаровское до д. 6 по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 32	9	пост.№969
846	Т/т от точки подключения у д. 8 по шоссе Сахаровское до д. 8 по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 32	3	пост.№969
847	Т/т от д. 10 по шоссе Сахаровское до точки подключения у д. 8а по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 57	83	пост.№969
848	Т/т от точки подключения у д. 8а по шоссе Сахаровское до точки подключения у д. 6 по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 38	30	пост.№969
849	Т/т от точки подключения у д. 6 по шоссе Сахаровское до д. 4 по шоссе Сахаровское	подзем.	1969	2d = 32	45	пост.№969
850	От ТК-32 между домами 10 и 12 по улице Маршала Василевского к учебному корпусу института по улице Маршала Василевского		1969	2d = 76	13,68	пост.№969
851	От ТК-29 между домами 19 и 21 по улице Садовая к общежитию института по ул. Садовая, д. 21		1969	3d = 50	12,19	пост.№969
852	От ТК-7 у д. 5 по ул. Маршала Василевского к гаражам ФГБУ ГЦАС «Тверской» в районе д. 1 по ул. Маршала Василевского		1969	2d = 76	119,13	пост.№969
853	От выносного узла учёта у д.7 ул. Садовая до ТК в районе МОУ «Горютинская средняя школа»		1972	2d = 159	330	пост.№969
854	От вспомогательного корпуса до ТК-12А-12	нет данных	нет дан- ных	2d = 159	5,8	пост.№1139
855	От ТК-12А-10 до ТК-12А-12	нет данных	нет дан- ных	2d = 89	30,8	пост.№1139
856	От ТК-12А-12 до д.88/5 ул.Московская	нет	нет дан-	2d = 89	33,65	пост.№1139

		данных	ных			
857	От ТК-12А-10 до д.90 ул.Московская	нет данных	нет дан- ных	2d = 89	7,75	пост.№1139
858	Между д.9 ул.Виноградова (2оч. и 3 оч.)	нет данных	нет дан- ных	2d = 114	7,65	пост.№1516
	ИТОГО:				32450	

Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"

При качественном регулировании отпуска тепловой энергии осуществляется изменение температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком в зависимости от температуры наружного воздуха. При этом количество теплоносителя, поставляемого в сеть на нужды отопления, неизменно. Количество тепловой энергии (теплоносителя), расходуемого на нужды горячего водоснабжения, определяется из расчётной нагрузки на ГВС.

Исходя из вышеизложенного можно определить количество теплоносителя, необходимого для качественного снабжения потребителя. Для определения потокораспределения в тепловых сетях с несколькими источниками используются следующие данные:

- Топографические данные (геодезические отметки высот объектов тепловой сети);
- Количество теплоносителя на данном температурном графике, необходимое к передаче по тепловой сети;
- Удельное гидравлическое сопротивление элементов тепловой сети (определяется нормативными значениями с учётом износа элементов).

Определив данные параметры тепловой сети, можно рассчитать количество тепловой энергии, переданной потребителям по всем веткам тепловой сети, и потери при передаче данной энергии.

В данной тепловой сети можно выделить следующие зоны действия источников тепловой энергии:

- зона действия ТЭЦ-1, ВК-2
- зона действия ТЭЦ-3;
- зона действия ТЭЦ-4;
- зона действия ВК-1;
- зона действия Котельного цеха;
- зона действия котельной «Южная»;
- зона действия котельной «Сахаровское ш.»;
- зона действия котельной «Школа №3»;
- зона действия котельной «Сахарово»;
- зона действия котельной «Мамулино»;
- зона действия котельной «ХБК»;
- зона действия котельной «ПАТП-1»;
- зона действия котельной «ДРСУ-2»;
- зона действия котельной «Школа №2»;
- зона действия котельной «Керамический з-д»;
- зона действия котельной «УПК»;
- зона действия котельной «Поликлиника №2»;
- зона действия котельной «Школа №24»;
- зона действия котельной «Химинститут»;
- зона действия котельной «п. Б. Перемерки, 20»;
- зона действия котельной «Лазурная»;
- зона действия котельной «ТКСМ-2»;
- зона действия котельной «КОМО»;

- локальные зоны действия котельных АО «ГУ ЖКХ»

Источники ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Котельный цех, ВК-1, ВК-2, ВК «Южная» обслуживают единую сеть. Остальные источники являются локальными.

Наибольшую площадь охватывает зона действия ТЭЦ-3.

Границы зон действия источников тепловой энергии графически отмечены на схеме, представленной в приложении № 1.

На территории города Твери имеется три источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии: ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4. Все источники тепловой энергии (за исключением источников: «Химинститут», «Лазурная», «Сахарово») находятся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"

Потребителями тепловой энергии системы теплоснабжения города Твери является как жилищно-коммунальный сектор (ЖКС), так и промышленные предприятия. Потребителями ЖКС являются жилые здания и общественные здания и сооружения, классификация которых принята по СНиП 2.08.02-89* «Общественные здания и сооружения». На основании данных о расчетных тепловых нагрузках жилищно-коммунального, административно-бытового и промышленного сектора, предоставленных организациями, занятыми в сфере теплоснабжения г. Твери, были определены и сгруппированы величины существующих тепловых нагрузок по следующим критериям:

- распределению договорных нагрузок по эксплуатирующим организациям в сфере теплоснабжения г. Твери;
- распределению договорных нагрузок по источникам теплоснабжения г. Твери;
- распределению договорных нагрузок по элементам территориального деления – административным районам г. Твери.

Проделанная работа позволила дать оценку существующему теплопотреблению абонентов системы теплоснабжения города, что является необходимым условием для анализа современного состояния системы теплоснабжения г. Твери.

1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха

Для определения позиционирования нагрузок тепловой сети необходимо территориально разделить потребителей. Для этого выделим следующие территориальные элементы (на базе существующего территориального деления; указаны только элементы территориального деления, в которых находится зоны действия энергоисточников):

- район «Заволжский» -1071 объект
- район «Центральный» -968
- район «Пролетарский» - 791 объект
- район «Московский» -868 объектов

Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления – административным районам г. Твери с разбивкой по видам теплопотребления представлено в таблице 1.28. Суммарная договорная присоединенная нагрузка потребителей тепловой энергии г. Твери по данным, предоставленным организациями, занятыми в сфере теплоснабжения города, составляет 1301,65Гкал/ч, в том числе без абонентов ФГБУ "ЦЖКУ" - 1529,019 Гкал/ч.

Таблица 1.28 - Распределение договорных нагрузок по элементам территориального деления г. Твери (без абонентов ФГБУ "ЦЖКУ")

р-н	км2	зд./ТПУ	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч					Гкал/год
			отопл.	вент.	гво	гвз	всего	
Заволжск.	68,7	1071	322,28	4,25	4,81	99,89	431,23	860952,7
Центральн.	6,9	968	219,77	6,39	27,2	36,92	290,28	579886,5
Пролетарск.	32,2	791	197,76	5,12	16,78	37,45	257,11	499513,8
Московский	40,9	868	245,53	5,81	27,04	51,87	330,25	659713,8
Город	148,7	3698	985,34	21,57	75,83	226,13	1308,87	2600067

На рисунке 1.60 представлено распределение присоединенных тепловых нагрузок по элементам территориального деления г. Твери в долевом и натуральном выражении. Наибольшее теплопотребление наблюдается в Московском и Заволжском районах (33,11% и 25,37% соответственно).

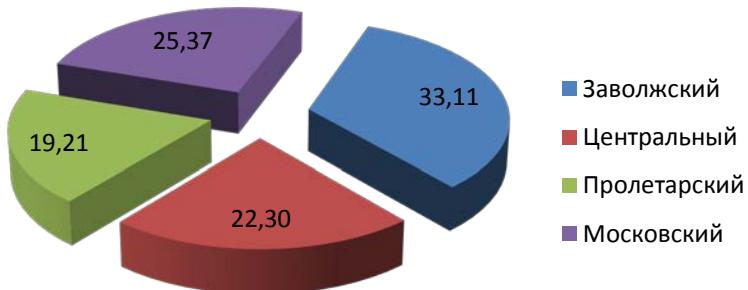


Рисунок 1.60 - Распределение договорных тепловых нагрузок по элементам территориального деления г. Твери

1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Неудовлетворительное качество теплоснабжения объектов жилого фонда приводит к необходимости оборудовать такие объекты индивидуальными системами отопления. В том числе применяются и квартирные источники тепла.

Использование данного типа теплоснабжения ограничивается существующими нормами пожарной безопасности и технической возможностью. Также Федеральный закон №190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» ограничивает перевод на отопление жилых помещений в многоквартирных домах на отопление от индивидуальных квартирных источников теплоснабжения.

В целом система теплоснабжения квартиры состоит из трёх основных элементов - источника тепла, теплопроводов и нагревательных приборов. Источником тепла в автономной системе отопления квартиры служит котел, чаще всего - газовый, подключенный к системе централизованного газоснабжения. Стоимость газа значительно дешевле электроэнергии и доступнее других видов топлива.

Расход газа в отопительный период для хорошо утеплённой 3-х комнатной квартиры может быть не более 5-7 куб. м. в сутки, и это не предел. Используя радиаторные терmostаты можно ещё больше увеличить экономичность системы отопления.

Достоинства системы индивидуального теплоснабжения:

- Независимость от систем городского теплоснабжения;
- Возможность регулирования под собственные нужды;
- Более низкая себестоимость тепловой энергии.

Недостатки системы индивидуального теплоснабжения:

- Необходимость обслуживания системы своими силами;
- Аварийные ситуации могут привести к длительным перебоям теплоснабжения.

Случаев использования отопления жилых помещений в многоквартирных домах от индивидуальных квартирных источников теплоснабжения в городе Твери нет (по данным теплоснабжающих организаций).

1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Для разработки схемы теплоснабжения за базовый период принят 2017 год. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом представлены в таблице 1.29.

Таблица 1.29 – Потребление тепловой энергии по элементам территориального деления г. Твери

№ п/п	Административный район	Годовое
1	Заволжский	860952,67
2	Центральный	579886,51
3	Пролетарский	499513,8
4	Московский	659713,8
Всего		2600279,9

В соответствии с проведенными расчетами ориентировочное теплопотребление годовое – 2650867,9 Гкал. На рисунке 1.61 представлена диаграмма значений расчетного годового теплопотребления по административным районам города Твери.

В связи с реорганизацией ресурсоснабжающей компании и ограничениями в раскрытии информации, накладываемыми на объекты министерства обороны, потребление тепловой энергии раздельно по котельным ФГБУ " ЦЖКУ" не было предоставлено в полном объеме. Поэтому не было учтено.

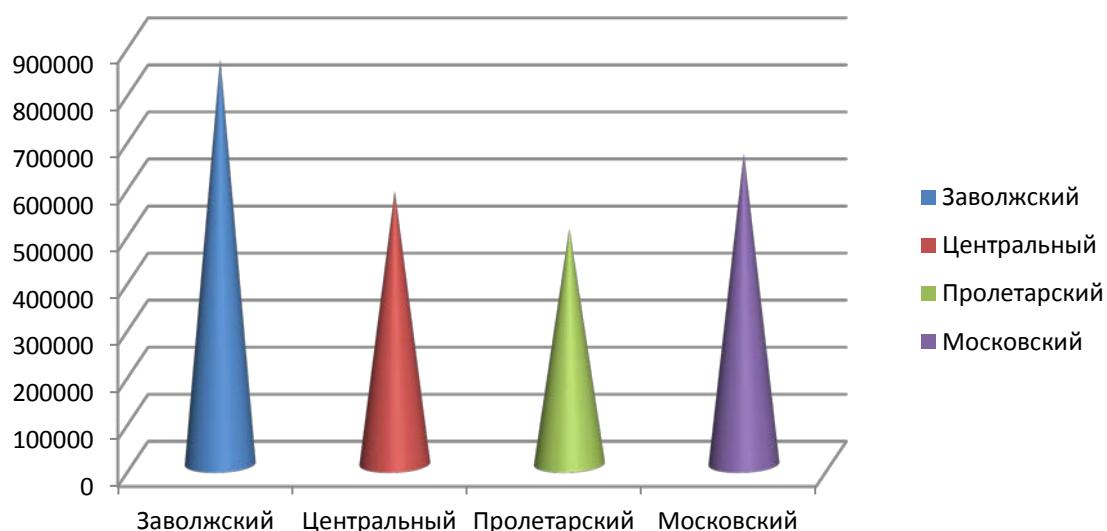


Рисунок 1.61 - Годовое теплопотребление по административным районам города Твери (без учета кот. ФГБУ " ЦЖКУ")

1.5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Потребление тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха -29°C соответствует максимальным тепловым нагрузкам потребителей, установленным в договорах теплоснабжения.

В таблице 1.30 представлены значения присоединенной тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии г. Твери с разбивкой по источникам тепловой энергии и видам теплопотребления.

Таблица 1.30 - Распределение договорных нагрузок по источникам теплоснабжения г.

Твери

№ п/п	Источник тепло- снабжения	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
		отопление	Вентиляция	гвз	гво	Итого
1	Котельная «Саха- рово»	9,611	0,20	3,892	0,000	14,524
2	Котельная «Маму- лино»	17,207	0,13	10,778	0,000	28,115
3	Котельная «Юж- ная»	100,47	10,488	68,912	10,706	190,576
4	Котельная «ХБК»	6,793	0,000	1,903	0,000	8,696
5	Котельная «УПК»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	Котельная «Поли- клиника №2»	0,084	0,000	0,079	0,000	0,163
7	Котельная «Школа №2»	5,454	0,000	0,000	0,000	5,454
8	Котельная «Школа №24»	0,183	0,000	0,000	0,000	0,183
9	Котельная «Кера- мический завод»	0,124	0,000	0,000	0,000	0,124
10	Котельная «ПАТП-1»	2,632	0,034	0,112	0,000	2,778
11	Котельная «ДРСУ- 2»	1,725	0,000	0,616	0,000	2,342
12	Котельная «Школа №3»	0,256	0,795	0,17	0,000	1,221
13	Котельная «Саха- ровское ш.»	3,351	0,033	3,141	0,000	6,524
14	ТЭЦ-1	61,654	6,522	18,862	13,195	100,234
15	ВК-2	43,144	4,021	13,862	13,242	74,269
16	ТЭЦ-3	375,79	43,156	230,151	36,025	685,123
17	ТЭЦ-4	232,099	94,734	69,114	99,824	495,771
18	ВК-1	35,831	8,243	13,062	13,675	70,811
19	Котельный цех	33,136	3,637	27,67	0,474	64,917
20	Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,314	0,000	0,293	0,000	0,607
21	Котельная «Хи- минститут»	20,915	1,368	14,202	0,000	36,485
22	Котельная «ТКСМ-2»	9,858	0,183	6,29	0,000	16,331
23	Котельная ООО «Лазурная»	5,077	0,054	3,37	0,000	8,501
24	Котельная «КО- МО»	1,030	0,000	0,000	0,000	1,030

№ п/п	Источник тепло- снабжения	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч				
		отопление	Вентиляция	ГВЗ	ГВО	Итого
25	Котельная «Маму- лино-2»	1,927	0,000	1,193	0,000	3,120
ВСЕГО		968,665	174,419	487,672	187,141	1817,899

Суммарные присоединенные договорные тепловые нагрузки с распределением по эксплуатирующим организациям в сфере теплоснабжения города Твери представлены в таблице 1.31.

Таблица 1.14 - Распределение договорных нагрузок по теплоснабжающим организациям г. Твери

№ п/п	Источник тепло- снабжения	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч					
		отопление	вентиляция	ГВЗ	ГВО	Итого	Доля ,
1	ООО «Тверская генерация»	950,773	173,361	476,819	187,141	1788,917	96,2
2	ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов № 2»	9,858	0,183	6,29	0,000	16,331	0,9
3	ООО «Лазурная»	5,077	0,054	3,37	0,000	8,501	0,5
4	ООО «КОМО»	1,030	0,000	0,000	0,000	1,030	0,1
5	ООО «Сервис Тверь»	1,927	0,000	1,193	0,000	3,120	0,2
6	АО «ГУ ЖКХ»	4,452	0,000	0,678	0,000	5,145	0,3
8	ООО "КОМО"	1,59	0,02	1,01	0,03	2,85	0,2
9	ГБУ "Центр кадастровой оценки"	10,5	0,7	1,5	1,02	12,5	0,7
10	ООО УК "Лазурь"	3,7	0,054	1,40	0,00	4,2	0,2
11	ООО "ДСК-ресурс"	13,7	1,3	6,21	0,00	16,2	0,9
Всего		978,94	21,84	227,54	76,48	1301,65	100

Крупнейшим поставщиком тепловой энергии города Твери является ООО «Тверская генерация» (покрытие порядка 94,2% всех тепловых нагрузок системы теплоснабжения города).

1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

На территории города Твери на 2015 год действуют нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение, указанные в таблице 1.35.

Таблица 1.32 - Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

№ п/п	Наименование услуги	Единица измерения	Норматив потребления
1 Оплата услуг отопления жилых домов (источник теплоснабжения ООО «Тверская генерация»)			
1.1	Оплата услуг отопления жилых домов	1 м ² общей площади жилого помещения	0,0257 Гкал на 1 м ² в течение 7 месяцев отопительного периода
1.2	Оплата услуг отопления при наличии приборов учета	1 Гкал	По показаниям прибора учета
2 Оплата услуг отопления жилых домов (источник теплоснабжения ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»)			

2.1	Оплата услуг отопления жилых домов	1 м ² общей площади жилого помещения	0,0257 Гкал на 1 м ² в течение 7 месяцев отопительного периода
2.2	Оплат услуг отопления при наличии приборов учета	1 Гкал	По показаниям прибора учета
3	Оплата услуг отопления жилых домов пос. Сахарово, пос. Мамулино		
3.1	Оплата услуг отопления жилых домов	1 м ² общей площади жилого помещения	0,0257 Гкал на 1 м ² в течение 7 месяцев отопительного периода
3.2	Оплат услуг отопления при наличии приборов учета	1 Гкал	По показаниям прибора учета
4	Оплата услуг по поставке горячей воды в жилые дома (источник теплоснабжения ООО «Тверская генерация»)		
4.1	При открытой системе водоразбора (с ваннами)	с 1 человека	0,16 Гкал + 3,2 тн (при открытой системе водоразбора 3,2 тн идет на подогрев воды)
4.2	При закрытой системе централизованного водоразбора (с ваннами) (подогрев холодной воды)	с 1 человека	0,16 Гкал/чел. в месяц
5	Оплата услуг по поставке горячей воды в жилые дома (источник теплоснабжения ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»)		
5.1	При закрытой системе водоразбора (с ваннами) (подогрев холодной воды)	с 1 человека	0,16 Гкал/чел. в месяц

Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто Источников теплоснабжения г. Твери представлены в таблице 1.33

Таблица 1.33 – Баланс тепловой мощности источников теплоснабжения г. Твери

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ВК-1	100	80	0,63	79,37	9,37	54,39	15,61
ВК-2	60	56	0,36	55,64	6,97	58,4	-9,73
Котельная «Брусицово»	8,39	8,2	0,16	8,04	0,9	6,8	0,34
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,64	0,14	5,5	0,43	1,837	3,23
Котельная ООО УК "Лазурь"	4,2	4,1	0,1	4	0,02	4,1	-
Котельная «Керамический завод»	0,6	0,6	0,01	0,59	0,02	0,55	0,02
Котельная «КОМО»	3,2	3,15	0,06	3,09	0,14	1,03	1,92
Котельная «Мамулино»	20,64	19,18	0,18	19,00	1,44	21,32	-3,76
Котельная «Мамулино-2» I и II блок	8	7,4	0,15	7,25	0,425	6,25	0,575
Котельная «Мамулино-3»	3,28	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Котельная «ОКБ»	12,9	12,7	0,25	12,45	1,4	10,8	0,25
Котельная «Октябрьский проспект д.75»	0,56	0,56	0,001	0,56	0,01	0,55	-
Котельная «п. Б. Перемерки, 20»	0,34	0,32	0,01	0,319	0,02	0,27	0,029
Котельная «ПАТП-1»	11,7	2,21	0,11	2,1	0,03	2,04	0,03
Котельная «Петербургское шоссе, д.15»	0,35	0,31	0,01	0,30	0,01	0,150	0,195
Котельная «Планерная 6»	2,2	2,2	0,02	2,18	0,32	1,8	0,06
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,02	0,37	0,001	0,12	0,249
Котельная «Сахарово»	24	21,17	0,51	20,66	1,17	12,53	6,96
Котельная «Сахаровское ш.»	6,32	4,89	0,1	4,79	0,2	5,05	-0,46
Котельная «Склизкова 108, к.1»	8,6	8,6	0,08	8,52	1,27	8,57	-1,32
Котельная «Склизкова 86»	2,3	2,3	0,02	2,28	0,34	1,9	0,04
Котельная «ТКСМ-2»	36,4	36,4	0,48	35,92	2,47	15,72	17,73
Котельная ВЧД-14	9,59	9,59	0,09	9,5	1,42	7.85	0,23
Котельная «ул. Коноплянниковой д.89»	0,4	0,39	0,001	0,39	0,01	1,2	-0,82
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,02	0,37	0,02	0,14	0,21
Котельная «Фрунзе 2, к.1»	3,1	3,1	0,03	3,07	0,46	3,01	-0,4
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,32	8,56	2,03	5,73	0,8
Котельная ОАО "ТВЗ	200	200	4	196	2	60	134
Котельная ОАО "ЦентроСвармаш"	44	44	1	43	н/д	н/д	н/д

Котельная «Химинститут»	60	60	0,56	59,44	3,48	17,591	38,37
Котельная «Школа №2»	2,56	1,6	0,07	1,53	0,02	0,45	1,06
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,02	0,37	0,02	0,23	0,12
Котельная «Школа №3»	1,31	0,74	0,04	0,7	0,003	0,6	0,097
Котельная «Южная»	250	232,2	1,75	230,45	27,84	180,281	22,33
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	2,1	2,05	0,04	1,99	0,02	0,103	1,89
Котельная ООО «Лазурная»	50,2	46,5	0,91	45,59	1,66	5,98	37,95
Котельный цех	80	68,8	1,1	67,7	9,1	50,69	7,91
ТЭЦ-1	104	77	2,66	74,34	15,01	82	-22,67
ТЭЦ-3	694	684	9,58	675,42	73,21	575,16	27,05
ТЭЦ-4	539	439	0,83	438,17	63,35	401,9	-27,08

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки следует:

Суммарная установленная тепловая мощность котельных г. Твери в горячей воде составляет 2344,47 Гкал/ч,

Суммарная подключенная тепловая нагрузка (в горячей воде) потребителей, снабжаемых теплом от источников тепловой энергии г. Твери составляет 1583,41 Гкал/ч.

1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

За анализируемые 2017-2019 гг. прирост мощности по источникам тепловой энергии обеспечен запасом мощности:

Лазурная – 37,95 Гкал/ч; Южная- 22,33 Гкал/ч; ВК-1 – 15,61 Гкал/ч; ТКСМ-2 – 17,73 Гкал/ч; ХБК – 0,8 Гкал/ч, Сахарово- 6,96 Гкал/ч ; ТЭЦ-3-27,05 Гкал/ч

Дефицит мощности по источникам тепловой энергии: ТЭЦ-1 - -22,67 Гкал/ч; ВК-2 - -9,73 Гкал/ч; , ТЭЦ-4 - -27,08 Гкал/ч, Мамулино- -3,76 Гкал/ч,

Дефицит мощности ТЭЦ-1 (-22,67 Гкал/ч) и ВК-2 (-9,73 Гкал/ч), сдерживает развитие Пролетарского района.

Застройка районов: Южный Д (6), Брусицово (5), Западно-Октябрьский (12) ведется бессистемно, в следствии отсутствия мощной базовой водогрейной котельной. Застройщики самостоятельно договариваются с ресурсоснабжающими организациями, о присоединении возводимых ими блочно-модульных котельных мощностью до 5 Гкал/ч. Данный подход вызывает негативные последствия: завышенный тариф, проблемы с эксплуатацией локальных систем теплоснабжений, ухудшение экологической ситуации.

Целесообразно построить ВК «Залинейная» на месте планируемой ТЭЦ «Залинейная», с установленной мощностью 80 Гкал/ч.

В зоне действия ТЭЦ-1 и ВК-2 генеральным планом запланирована застройка в районе : ул. Кр. Слободы (1) – с нагрузкой -5 Гкал/ч; Первомайский-Кировский (11) – с нагрузкой 9,3 Гкал/ч за период 2024-2028 гг.

В настоящее время выявлен дефицит тепловой мощности ВК-2 (-9,73 Гкал/ч) и ТЭЦ-1 (-22,67 кал/ч) . ВК-2 и ТЭЦ-1 обеспечивают тепловой энергией большую часть пролетарского района и располагают суммарным дефицитом в -32,4 Гкал/ч при существующей располагаемой мощности выше описанных источников в 133 Гкал/ч. Необходимо провести реконструкцию ВК-2 с доведением мощности энергетического оборудования до проектной - 60 Гкал/ч и строительство водогрейной котельной мощностью 130 Гкал/ч с целью замещения выработавшей парковый ресурс оборудования ТЭЦ-1.(I очередь строительства 2024 г -100 Гкал/ч, II очередь строительства 2028 г. -30 Гкал/ч) ТЭЦ-1 предполагается вывести из эксплуатации в 2024 г.

Выполнение рекомендуемых мероприятий даст профит тепловой энергии в размере 29 Гкал/ч для присоединения новых строительных фондов.

Таким образом, система централизованного теплоснабжения (единая теплосеть) города Твери располагает профитом тепловой мощности в 13,41 Гкал/ч; для обеспечения существующих и перспективных нагрузок необходимо провести реконструкцию и модернизацию энергетического оборудования источников тепловой энергии с доведением их мощностей до проектных, построить базовую ВК «Залинейная» с установленной мощностью 80 Гкал/ч с тепловыми сетями.

Построить водогрейную котельную с установленной тепловой мощностью 130 Гкал/ч с целью замещения ТЭЦ-1.

В ходе разработки схемы были учтены фактические темпы прироста присоединенной нагрузки и сделаны соответствующие корректировки в прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии на 2017-2019 годы (таблица 1.3.1).

Застройка территории города Твери ведется путем освоения свободных площадей в районе окружной дороги (Южная зона города), а так же путем реконструкции ветхого жилого фонда в зоне действия СЦТ и освоением промышленных зон.

Распределение зон застройки и перспективной нагрузки по элементам территориального деления представлено в таблице 1.3.7.

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника

тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Для обеспечения потребителей тепловой энергией необходимо обеспечение пропускной способности тепловой сети. Под этим подразумевается возможность доставки необходимого количества теплоносителя потребителю при определённом температурном графике тепловой сети.

Расчеты гидравлических режимов работы системы теплоснабжения города Твери, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до потребителей выполнены с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo v. 7.0. Были проведены поверочные и наладочные расчеты, в результате которых были выявлены резервы и дефициты пропускной способности участков тепловых сетей.

Гидравлический расчёт системы теплоснабжения города Тверь выявил превышения нормативной пропускной способности участков тепловой сети. В основном, данные участки находятся на магистральных трубопроводах. В данной ситуации нормальное теплоснабжение потребителей возможно, но на преодоление избыточного гидравлического сопротивления расходуется электроэнергия.

Наличие дефицита пропускной способности тепловой сети является барьером прироста строительного фонда г. Твери. Дефициты пропускной способности участков тепловых сетей являются основанием для предложений по реконструкции тепловых сетей с изменением их диаметров.

1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Основные причины возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения:

– Возникновение не покрываемых дефицитов или снижение нормативных резервов мощности может происходить в следствии недофинансирования, недостаточность необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций, в следствии того, что при утверждении тарифов не учитываются реальное состояние оборудования, тепловых сетей.

– Технологически отсталое, выработавшее запас прочности энергетическое оборудование, а также изношеные трубопроводы являются причиной низкого КПД и сверхнормативных потерь при транспорте теплоносителя. В следствии недостаточности необходимой валовой выручки теплоснабжающие организации работают в аварийно-восстановительном режиме /АВР/, работа в АВР требует в три раза больше средств, чем при проведении планово предупредительных ремонтов.

1.6.5. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности позволит компенсировать дефицит мощности и более рационально использовать резервы мощности.

Для источников «Сахаровское ш.» и «ТКСМ-2» целесообразно объединение зон действия в связи с близким расположением котельных друг относительно друга, дефицитом мощности на источнике «Сахаровское ш.» Для источников единой сети единственное решение - наращивание тепловых мощностей и последующее перераспределение зон действия.

Часть 7 "Балансы теплоносителя"

1.7.1. Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

В городе Твери в качестве теплоносителя для передачи тепловой энергии от источников до потребителей используется горячая вода. Качество используемой воды должно обеспечивать работу оборудования системы теплоснабжения без превышающих допустимые нормы отложений накипи и шлама, без коррозионных повреждений, поэтому исходную воду необходимо подвергать обработке в водоподготовительных установках. Технические характеристики водоподготовительных установок в городе Твери приведены в таблице 1.34.

Таблица 1.34 - Характеристики существующих водоподготовительных установок

Котельная	Тип химической подготовки воды	Аккумуляторный бак		
		Количество, шт.	Объем, м ³	Итого объем, м ³
Котельная «Сахарово»	1-о ступенчатое Na- катионирование	1	69	69
Котельная «Мамулино»	обезжелезивание; 1-о ступенчатое Na- катионирование.; комплексон (Гидро-X)	2	20	40
Котельная «Южная»	Отсутствует	-	-	-
Котельная «ХБК»	1-о ступенчатое Na- катионирование	2	63	126
Котельная «УПК»	WS 1TC835 C1 NAC835 (249)	1	1	1
Котельная «Поликлиника № 2»	WS 1TC835 C1 NAC835 (249)	1	1	1
Котельная «Школа №2»	Нет	2	2.4	4.8
Котельная «Школа №24»	WS 1TC835 C1 NAC835 (249)	1	1	1
Котельная «Керамический з-д»	МАГ-20	2	2	4
Котельная «ПАТП-1»	Комплексоны	1	42	42
Котельная «ДРСУ-2»	установки: умягчение 2510cc	2	30	60
ТЭЦ-1	Установка для питания энергетических котлов; механическое фильтрование; параллельное H- и Na-катионирование, декарбонизация; 2-я ступень Na- катионирования	отсутствует	-	-
ВК-2	Отсутствует	отсутствует	-	-
ТЭЦ-3	Установка подпитки сети (артезианская вода) H- катионирование при «голодном» режиме регенерации катионита; буферное катионирование- декарбонизация	1	20000	20000
ТЭЦ-4	установка подпитки сети (водоподготовка для подпитки теплосети): применяется известкование с коагуляцией.		1000	1000
ВК-1	Отсутствует	отсутствует	-	-
Котельный цех	Отсутствует	отсутствует	-	-
Котельная «Школа №3»	Отсутствует	-	-	-
Котельная «Сахаровское ш.»	2-ступенчатое Na- катионирование	1	5	5

Котельная	Тип химической подготовки воды	Аккумуляторный бак		
		Количество, шт.	Объем, м ³	Итого объем, м ³
Котельная УОСК ООО «Тверь Водоканал»	Одноступенчатая установка «SXT-1465-9100» Установка обезжелезивания «SXT-1248-7700» Установка коррекционной обработки воды ингибитором «IN-ECO 391»	-	-	-
• Котельная «Мамулино-2»	• Ионитная часть ХВО с 1-о ступенчатым Na- катионированием (2 фильтра)			
Котельная «TKCM-2»	Механические Na-катионирование	2 1	30 40	60 40
Котельная ул. Шишкова 97	Автоматическая система ХВО «ВОДЭКО» обезжелезивание и Na-катионирование 0,5 м ³ /час	нет	нет	нет
Котельная ООО УК "Лазурь"	Одноступенчатое Na-катионирование не-прерывного действия WST-3.0, двухбаллонная система обезжелезивания WFDF-2.0			
Котельная ОАО «ТВЗ»	Двухступенчатое Na-катионирование с предварительным осветлением воды Деаэраторы ДА-100/25	1	100	100
ООО «ЭнергоАльянс»	Химическая водоподготовка реагентом «Гидро-Х» Гидроаккумулятор «Zilmet»	1	300	300
котельная п.Химинститут	установлена водоподготовительная установка обезжелезивания и умягчения воды. Общей производительностью 25-30 м ³ / час	1	200	200
котельная Б. Перемерки,20	водоподготовительная установка обезжелезивания и умягчения воды. Общей производительности 1,3-1,95 м ³ / час	1	1	1

Описание схемы ХВО ТЭЦ-1

Химводоочистка предназначена для осветления, умягчения и снижения щелочности исходной воды, которая используется для получения химически очищенной воды, необходимой для питания парогенераторов и восполнения потерь в цикле станции.

Химводоочистка работает по схеме параллельного H-Na-катионирования с барьерными Na-катионитовыми фильтрами 2 ступени.

Проектная производительность ХВО – 250 т/ч, фактическая – до 150 т/ч.

Источником исходной воды, поступающей для обработки на ХВО, является река Волга.

Исходная вода поступает в бассейн котельной № 1, где подогревается до нужной температуры (от + 25 до + 40° С). Оттуда насосами исходной воды подается на механические фильтры ХВО.

Механические фильтры №№ 1-6: Ø 2,5 м; Q – 25-35 т/ч; механические фильтры № 7-9: Ø – 3,0 м, Q – 35-50 т/ч. Фильтрующий материал - антрацит. Предназначены для удаления взвешенных веществ в исходной воде.

После механических фильтров осветленная вода поступает на H-Na-катионитовые фильтры, которые служат для снижения жесткости и изменения щелочности воды.

- H-катионитовые фильтры №№ 1,2: \varnothing – 3,0 м, Q – 45-100 т/ч. Фильтрующий материал - ионообменная смола КУ-2-8.
- H-катионитовые фильтры №№ 9,10: \varnothing – 3,0 м, Q – 75-100 т/ч. Фильтрующий материал – сульфоуголь.
- Na-катионитовые фильтры №№ 5,6 - \varnothing – 2,5 м, Q – 45-100 т/ч. Фильтрующий материал – ионообменная смола КУ-2-8.
- Na-катионитовый фильтр № 3 - \varnothing – 3,0 м, Q – 45-100 т/ч. Фильтрующий материал – ионообменная смола КУ-2-8.
- Na-катионитовый фильтр № 8 - \varnothing – 3,0 м, Q – 75-100 т/ч. Фильтрующий материал – ионообменная смола КУ-2-8.

Химически очищенная вода после H-Na-катионитовых фильтров смешанным потоком поступает на декарбонизаторы (Q – 220 т/ч), где происходит удаление свободной углекислоты из ХОВ.

После декарбонизаторов ХОВ по трубопроводам поступает в баки ХОВ №№ 1,2 (V каждого бака ХОВ - 150 м³).

Из баков ХОВ насосами HXB вода подается на Na-катионитовые фильтры 2 ступени (барьерные), которые служат для снятия остаточной жесткости в химически очищенной воде.

Na-катионитовые фильтры 2 ступени: \varnothing – 3,0 м, Q – 70-150 т/ч. Фильтрующий материал – сульфоуголь.

Насосы химически очищенной воды (HXB):

- № 1 – Q – 250 м³/ч, напор – 45 м в.ст.;
- № 2 - Q – 150 м³/ч, напор – 45 м в.ст.;
- № 3 - Q – 100 м³/ч, напор – 35 м в.ст.;
- № 4 - Q – 100 м³/ч, напор – 50 м в.ст.

После фильтров 2 ступени ХОВ направляется в деаэраторы по первой или второй нитке трубопроводов хим. очищенной воды.

Схемы нейтрализации сточных вод ХОВ:

- Вода (после отмычки, взрыхления и регенерации фильтров) разбавляется исходной водой до pH=6,5-8,5 через эжектор-смеситель и сбрасывается через сбросной коллектор в р.Тымаку.
- Сбросные воды с ХОВ и продувочная котловая вода поступают в бак-нейтрализатор (V=220 м³), в котором происходит смешение кислых, щелочных и продувочных вод. Смешанные воды в баке-нейтрализаторе разбавляются исходной водой до pH=6,5-8,5, поступают в сбросной коллектор, оттуда в р.Тымаку.
- Шлам, образующийся при нейтрализации, удаляется из бака-нейтрализатора шламовым насосом (Q=100 м³/час, напор 30 м в.ст.).

Таблица 1.35 – Характеристики исходной воды для водоприготовления

№	Наименование	Ед. измерения	Данные
1	Источник водоснабжения	-	р.Волга (Волжский водовод)
2	Химанализы:	-	-
2.1	Общая жесткость	мг-экв/л	2 - 4
2.2	Общая щелочность	мг-экв/л	1,8 – 3,8
2.3	pH		7,3 – 8,7
2.4	Железо	мг/л	0,3 – 1,0
2.5	Сульфаты	мг/л	2 - 12

Таблица 1.36 – Характеристики установки очистки воды

1	Схема подготовки воды для котлов:		
1.1	Метод химической очистки воды	-	Параллельное Н-На – катионирование с барьерными На-кат. Фильтрами 2 ступени,
1.2	Производительность водоочисти- тельной установки проектная	т/час	250
1.3	Производительность водоочисти- тельной установки фактическая	т/час	150

Таблица 1.37 - Характеристика основного оборудования ВПУ ТЭЦ-1

№ п/п	Тип оборудования	Кол-во, шт	Производительность	Тип фильтрующего материала
1.	Фильтры			
1.1	Механические			
	D = 2,5 м	6	25-35 м3/час	7 шт – антрацит, фр. 0,8 –2,5 мм; 2 шт – сополимер стирол с ДВБ, фр. 0,5-1,2 мм
	D = 3,0 м	3	35-50 м3/час	
1.2	Н – катионитовые			
		2	45-100 м3/час	КУ – 2 – 8 фр. 0,5-1,2 Сульфоуголь фр. 0,5-0,8 мм
		2	75-100 м3/час	
1.3	На-катионитовые 1 ст.			
		3	45-100 м3/час	КУ – 2 – 8 фр. 0,5-1,2
		1	75-100 м3/час	
1.4	На-катионитовые 2 ст.			
		2	70-150 м3/час	Сульфоуголь фр. 0,5-0,8 мм
2.	Декарбонизатор (кольца Рашига)	2	220 т/час	
3.	Бак нейтрализатор	1	220 м3	
4.	Баки ХОВ	2	150 м3	
5.	Баки осветленной воды	2	25 м3	
6.	Насосы хим.очищ.воды			
6.1	HXB №3, №4	2	100 м3/час	напор: 35 м.вод.ст.
6.2	HXB №2	1	150 м3/час	напор: 45 м.вод.ст.
6.3	HXB №1	1	250 м3/час	напор: 45 м.вод.ст
7.	Бак гидроперегрузки	1	10 м3	
8.	Шламовый насос	1	30 м3	

Таблица 1.38 - Коррекционная обработка котловой воды

1	Способ коррекционной обработки воды	-	Дозирование раствора фосфата
2	Ввод реагентов	-	Через индивидуальное дозировочное устройство
3	Дозировочное устройство	6 шт.	Насосы – дозаторы фосфата

Водоподготовительная установка ТЭЦ-3

Исходной водой для установок химобесоленной и химочищенной воды является артезианская вода от городского водозабора, подаваемая от горводопровода.

На ТЭЦ для подготовки обессоленной воды применена схема двухступенчатого обессоливания без предочистки производительностью 150 т/ч. Подготовка предочищенной воды для тепловой сети производится отдельно по схеме Н-катионирование.

Схема технического водоснабжения – прямоточная с забором охлаждающей воды из реки Тверца. Насосами с береговой насосной станции вода подается в конденсаторы турбин на технологические нужды ТЭЦ.

На береговой насосной станции установлено три циркуляционных насоса типа 800В-2,5/40. Пар на деаэраторы 6 кгс/см², калориферы, мазутное хозяйство, пиковые подогреватели сетевой воды и другие собственные нужды подается из отборов турбины типа ПТ-60-130/13 ст. № 1.

Конденсат греющего пара сетевых подогревателей возвращается в линию основного конденсата турбин.

В настоящее время на ТЭЦ в составе водоподготовки работают следующие установки:

При нормальной схеме работы артезианская вода, подогретая в ПАВ №3 или ПАВ №1, подается непосредственно из трубопровода артезианской воды № 1 через перемычку диаметром 200 мм с задвижкой СВ-12 в трубопровод, подающий воду на приготовление обессоленной воды. ПСВ при этом должны быть отключены по пару и воде.

Химически обессоленная вода (ХВО) из химцеха поступает в баки запаса воды (БОВ), откуда поступает в атмосферный деаэратор (Д-1,2 ата), откуда направляется в пароводяной цикл станции.

Обессоленная вода из химцеха может быть подана, минуя БОВ, на всас НОВ, а также через перемычку ОВ-ЗА непосредственно в Д-1.2ата, либо в конденсаторы турбин, минуя БОВ и НОВ.

Обессоленная вода при необходимости может быть подана непосредственно с напора НОВ в конденсаторы т\г-1, 2, а также на всас перекачивающих насосов, что позволяет резервировать подачу добавки обессоленной воды в пароводяной цикл ТЭЦ при аварийных ситуациях (при отключении Д-1,2 ата или ПН, резком увеличении внутристанционных потерь пара и конденсата и т.п.). При этом задвижки ОВ-50А и ОВ-50 подачи воды с напора НОВ на конденсаторы должны быть постоянно открыты.

В таблицах 1.39 и 1.40 сведены краткие характеристики подогревателей и насосов соответственно.

Таблица 1.39 - Краткая характеристика подогревателей

Наименование	Ед. измерения	Подогреватель сырой воды ПСВ	Подогреватель обессоленной воды ПОВ
Завод изготовитель тип		ТК3 трубчатый горизонтальный	ТК3 трубчатый
Производительность по нагреваемой среде	[т\час]	200	200
Давление, корпус трубы (расчетное максимальное)	[ати]	8	8
Разрешенное давление в-трубной системе -паровой части	[кгс\см ²]	7 1,5	7 1,5

Наименование	Ед. измерения	Подогреватель сырой воды ПСВ	Подогреватель обессоленной воды ПОВ
Температура (расчетная максимальная).	[$^{\circ}$ С]	180/40	180/40
Количество и длина труб.	[шт.\мм]	312*2 000	312*2 000
Диаметр труб	[мм]	16*1	16*1
Материал труб		ЛО-70-1	ЛО-70-1
Поверхность нагрева	[m^2]	31,2	31,2
Количество ходов по воде.	[шт.]	2	2

Таблица 1.40 - Краткая характеристика насосов

Наименование	Кол-во,[шт.]	Тип	Производительность, [т/ч]	Напор, [мм]	Завод изготовитель
Насос сырой воды	2	6НДВ60	215	42	Ливенский
Насос перекачки запаса обессоленной воды (НОВ)	2	КСД-120-55\3	75	50	Сумский

Атмосферный деаэратор обессоленной воды (Д-1,2 ата) состоит из деаэрационной колонки ДСА-150 и аккумуляторного бака с барботажным затопленным устройством. Производительность деаэрационной колонки равна 150 т\час, емкость аккумуляторного бака – 75 м3. Деаэратор служит для удаления из химобессоленной воды, идущей на восполнение внутристанционных потерь пара и воды, кислорода, углекислоты и в небольшой степени - аммиака.

Аккумуляторный бак является демпфирующей емкостью, сглаживающей неравномерность в размере подпитки пароводяного цикла станции, и позволяющей поддерживать постоянный уровень в Д-6 при резких колебаниях пароводяного баланса цикла станции.

Деаэратор снабжен охладителем выпара с поверхностью охлаждения 24 м². Рабочая температура в деаэраторе – 104⁰С. Греющий пар 1,2 ата из коллектора диаметром 600 мм вводится в аккумуляторный бак и над уровнем воды проходит в деаэрационную колонку. Барботажное устройство располагается в нижней части аккумуляторного бака вблизи одного из его торцов. Деаэрационная колонка атмосферного деаэратора обессоленной воды с двумя тарелками установлена у противоположного торца деаэратора. Верхняя дырчатая тарелка служит смещающим устройством.

Обессоленная вода переливается за борт первой тарелки и тонкими струйками стекает на вторую тарелку и затем в бак – аккумулятор.

Деаэратор подпитки (ДПТС-1,2) состоит из деаэрационной колонки барботажного типа производительностью 300 м³\час, аккумуляторного бака с барботажным устройством емкостью 90 м³. ДПТС служит для приготовления подпиточной воды теплосети из химически очищенной воды путем ее кипячения и удаления кислорода и углекислоты воздуха, а также углекислоты, образующейся в результате термического разложения растворенного в воде бикарбоната натрия. ДПТС также снабжены охладителем выпара, в качестве которого используются подогреватели обессоленной воды.

Подвод пара на деаэрационную колонку и барботажное устройство ДПТС, выполнены аналогично Д-1,2 ата. Деаэрационная колонка деаэратора теплосети выполнена по системе Урал ВТИ с беспровальным барботажным устройством.

Основными конструктивными элементами колонки барботажного типа служат: водораспределительное устройство, выполненное в виде сегмента ; барботажный лист с перфорированным участком размером 800x400мм; полукольцевой гидрозатвор площадью 0,42 м²; сливной стакан, образованный вертикальной перегородкой, с переливным порогом, нижняя часть сливного стакана выполнена в виде гидрозатвора с незначительным (20мм) перекрытием для предотвращения прорыва в него греющего пара ; дополнительного дырчатого листа.

Для улучшения охлаждения паровоздушной смеси и условий работы струйного стекания в широком диапазоне гидравлических нагрузок распределительное устройство разделено вертикальной перегородкой на две зоны. При малых нагрузках в работе находится периферийная часть распределителя. Хим. очищенная вода после ПАВ входит в головку деаэратора с двух сторон, смешивается и подается дождем в зону кольцевого гидрозатвора, затем вода течет слоем вдоль барботажного листа в сторону водослива. Пройдя сливной стакан вода снова дробится дополнительной тарелкой и попадает в бак – аккумулятор.

Греющий пар вентилирует дополнительный струйный пучек над зеркалом воды в баке и, пройдя перфорированный участок листа, догревает движущуюся вдоль него воду до температуры насыщения, сильно турбулизирует ее, образуя барботажный слой, и уносит с собой в струйный отсек выделившиеся в слое агрессивные газы.

Основной нагрев и грубая деаэрация воды происходит в струйном отсеке. Смесь выделившихся в колонке газов с неконденсированной частью пара отсасывается из колонки в верхней зоне струйного отсека.

Деаэраторы подпитки теплосети (ДПТС) № 3,4 состоят из двух деаэрационных колонок ДСА-300, производительностью по 300 м³/час каждая, установленных на аккумуляторном баке емкостью 75 м³. Производительность Д-№3,4 – 600 т/час. ДПТС №3,4 снабжены двумя охладителями выпара (один на колонку) с поверхностью охлаждения по 24 м². Для обеспечения безопасной эксплуатации деаэратор снабжен комбинированным предохранительным устройством, защищающим деаэратор от превышения давления и уровня в аккумуляторном баке выше допустимого. Устройство состоит из двух самостоятельных гидрозатворов: один высотой 4,3 м защищает деаэратор от превышения давления, другой высотой 5,3 м от повышения уровня. Гидрозатворы объединены в общую гидравлическую систему с расширительным бачком, который служит для накопления объема воды (при срабатывании устройства), необходимого для автоматической заливки устройства.

Электробойлеры установлены в спец. помещениях, в бытовых помещениях ТЭР, на втором этаже СБК и КТЦ, на третьем этаже СБК и предназначен для нагрева воды на душевые ТЭЦ-3 в период: отключения т/сети цеха и невозможности подогрева воды в ПСВ, останова оборудования станции.

Бойлеры по воде питаны от трубопровода холодной (артезианской) воды и рассчитаны на постоянный проток через него воды и оснащены отключающей арматурой на входе и выходе, реле протока на входе и манометром на выходе, выход подогретой воды осуществляется в трубопровод горячей воды идущей на душевые СБК.

Для подогрева воды в крышке бойлера установлены шесть проходных изоляторов с электродами. Электропитание электродов осуществляется через шкаф управления, установленный непосредственно у бойлера.

Электробойлер обеспечивает подогрев воды до 60 °С при расходе воды 1500 л/час.

В качестве рекомендации предлагается восстановить систему подогрева воды в ПОВ (подогреватель обессоленной воды): Для подогрева воды в ПОВ также может использоваться тепло паровоздушной смеси с выпара ДПТС №1,2. Конденсат ПОВ сливается через гидрозатвор в дренажные баки, а при подогреве обессоленной воды в ПОВ за счет выпара ДПТС конденсат сливается в ГЗУ.

Схема водоподготовки ТЭЦ-4

На Тверской ТЭЦ-4 для подпитки теплосетей используется вода р. Волга. Необходимость использования волжской воды для нужд горячего водоснабжения г. Твери вызвана отсутствием в районе ТЭЦ-4 достаточно мощного источника подземных вод.

Таблица 1.41 - Качество исходной воды (среднегодовые показатели)

Показатели	Величина	
	МГ-ЭКВ/л	МГ/л
Жесткость общая	2,6	-
Общая щелочность	2,3	-
Кальций(Ca)	1,9	-
Магний(Mg)	0,7	-
Натрий(Na)	0,097	2,23
Железо(Fe)	-	0,573
Хлориды(Cl)	0,158	5,59
Сульфаты(SO4)	0,212	10,18
Бикарбонаты(HCO3)	2,27	13,51
Кремнекислота(SiO2)	-	5,49
Солесодержание	-	126,34
pH	7,77	-
Содержание взвешенных веществ	-	4,39
Окисляемость(мгO2/л)	-	-
Перманганатная	-	11,61
Бихроматная	-	29,39

Исходная вода характеризуется нестабильным качеством по содержанию органических соединений в течение всего года, а не только в паводковый период. В отдельные периоды окисляемость перманганатная держится на уровне 15-25 мгO₂/л, максимальное значение перманганатной окисляемости достигало до 31,0 мгO₂/л, ХПК - от 30 до 40 мгO₂/л, максимальное значение ХПК - 60 мгO₂/л.

Схема ВПУ для подпитки теплосети включает в себя:

- осветлители нормального ряда ВТИ – 250 (2 шт.), ВТИ – 500 (2 шт.), в которых производится обработка воды методом известкования и коагуляции;
- баки запаса осветленной воды – 2 шт. (V-500 м³ каждый);
- насосы осветленной воды – 4 шт.;
- фильтрование на механических фильтрах, загруженных антрацитом фракцией 2-8 мм и частично гидроантрацитом фракцией 0,8-2 мм. и далее в атмосферные деаэраторы турбинного цеха.

Производительность ВПУ – 1000 т/ч.

Схема ВПУ для подпитки котлов включает в себя:

- осветлители нормального ряда ЦНИИ МПС – 150 (2 шт.), ВТИ – 500 в которых производится обработка воды методом известкования и коагуляции;

- баки запаса осветленной воды – 2 шт. (V-100 м³ и 1000 м³);
- насосы осветленной воды – 3 шт.;
- фильтрование на механических фильтрах, загруженных гидроантрацитом фракцией 0,8-2 мм.

Схема подпитки энергетических котлов имеет дополнительную ступень очистки – обессоливание. Обессоливающая установка работает по схеме: Н- катионитовый фильтр 1-ой ст. – Н- катионитовый фильтр 2-ой ст. – Декарбонизатор – Анионитовый фильтр 1-ой ст. - Анионитовый фильтр 2-ой ст. – Бак обессоленной воды - насосы обессоленной воды и далее в атмосферный деаэратор турбинного цеха. Н-катионитовые фильтры загружены катионитом КУ 2-8, анионитовые фильтры 1-ой ст. загружены слабоосновным органоемким анионитом «Граница» и «Пьюролайт А-847», анионитовые фильтры 2-ой загружены высокоосновным анионитом АВ 17-8.

Производительность ВПУ для подпитки котлов – 250 т/ч.

Схема подогрева сырой воды включает в себя:

- конденсаторы т/г 4 – 6,
- бойлера подогрева сырой воды (ПСВ).

Подогрев сырой воды может осуществляться раздельно:

- конденсатором турбины по существующей схеме при неработающем ПСВ;
- только ПСВ.

Температура сырой воды поддерживается в пределах $40 \pm 1^{\circ}\text{C}$. При работе конденсатором турбины температура выдерживается открытием задвижки в 3 –ий сливной водовод и конденсационной нагрузкой; при работе ПСВ – расходом пара на ПСВ. В данном случае температура должна поддерживаться автоматикой (регулятором температуры ПСВ). Конденсат греющего пара ПСВ откачивается конденсатными насосами ПСВ в деаэраторы. Уровень конденсата БО ПСВ поддерживается автоматически регулятором уровня. Схема обвязки позволяет направлять конденсат греющего пара ПСВ самотеком в БНТ. БО ПСВ №№ 1 и 2 включены по сырой воде параллельно. После ПСВ вода направляется в химцех.

Теплофикационная установка включает в себя:

- схему трубопроводов,
- конденсатор т/а № 4,
- сетевые насосы,
- бойлера и конденсатные насосы,
- подпиточную установку, 3 водогрейных котла типа КВГМ – 100.

Схема трубопроводов разделяется на трубопроводы обратной и прямой сетевой воды.

Схема трубопроводов обратной сетевой воды позволяет принимать из города всю обратную воду с 1 и 2 выводов на конденсатор т/г №4 или помимо него при работе конденсатора т/г №4 на циркуляционной воде. Обратная вода 1-ого вывода подключена к левой половине конденсатора, обратная вода со 2 вывода подключена к правой половине конденсатора. В трубопровод обратной сетевой воды врезаются трубопроводы подпиточной воды по 2-ум выводам.

Трубы проводы прямой сетевой воды разделяются на 1, 2 и 3 выводы. Схемой трубопроводов сетевой воды возможна работа всех сетевых насосов как через водогрейные котлы, так и по-

мимо непосредственно в тепло сеть. Схема трубопроводов и оборудования позволяет производить 3-х ступенчатый подогрев сетевой воды: конденсатор – бойлера – водогрейные котлы в любых сочетаниях.

В теплофикационной схеме установлено 7 сетевых насосов, типа СЭ – 1250 – 140.

Для подогрева сетевой воды установлены сетевые подогреватели – бойлера БО № №1, 2, БП №3.

В качестве греющей среды для бойлеров № №1, 2 используется пар из коллектора 1, 2 – 2,5 ата, для бойлера №3 – пар коллектора 8 – 13 ата 1 нитки.

Устройство бойлеров аналогично устройству регенеративных подогревателей: корпус, в котором находится пучок труб. По трубкам поступает сетевая вода, в межтрубное пространство – пар.

Слив конденсата греющего пара должен производиться по каскадной схеме, т.е. с БП № 3 в БО № 2 или БО №1 и далее, конденсатными насосами – в добавочный трубопровод или на деаэраторы 6 ата (непосредственно в деаэратор №7 или в общий коллектор). Для откачки конденсата греющего пара бойлеров т/с имеются 2 конденсатных насоса.

Для восполнения потерь сетевой воды в т/сети предназначена подпиточная установка, которая включает в себя:

- схему трубопроводов;
- деаэраторы 1,2 ата;
- бойлера;
- подпиточные насосы;
- водоводяные пластинчатые подогреватели;
- бак запаса обработанной воды.

Из химцеха осветленная вода с температурой 40°C по двум трубопроводам через регуляторы уровня направляется в бойлера, нагреваясь в них до температуры 70 – 90°C, затем направляется в 4 деаэрационные колонки

От 2 – ой линии осветленной воды имеется трубопровод с регулятором наполнения аккумуляторного бака.

Устройство бойлеров ПУ аналогично устройству бойлеров т/с. Конденсат бойлеров №№1, 2 конденсатными насосами откачивается в трубопровод добавочной воды.

Для контроля за качеством конденсата греющего пара бойлера оборудованы пробоотборными устройствами, которые включают в себя отборники проб, холодильники и дренажные корыта.

Для деаэрации подпиточной воды установлены атмосферные деаэраторы №№1,2 типа ДСА, оборудованные деаэрационными колонками (по 2 на каждом деаэраторе), производительностью по 300м³/час, т.е. суммарная мощность деаэраторов составляет 1200 т/ч. Емкость аккумуляторных баков по 100 м³ каждый.

Принцип действия деаэраторов аналогичен деаэраторам 6 ата.

Осветленная вода после бойлеров ПУ направляется в верхнюю часть деаэрационных колонок. Греющий пар подается непосредственно в бак.

Для удаления смеси неконденсирующихся газов с паром служат охладители выпара, в результате работы которых сконденсированный пар в виде конденсата направляется в бак нижних точек (БНТ), а неконденсируемые газы через воздушник охладителя удаляются в атмосферу. Охлаждающей средой для охладителей выпара служит осветленная вода.

Деаэраторы снабжены приборами для измерения давления пара в корпусе деаэратора, приборами для измерения температуры до и после деаэратора.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей ООО «Тверская генерация» представлены в таблицах 1.42-1.43.

Таблица 1.42 - Тверская ТЭЦ №3 Баланс воды 2017 г.

Период	Поступило воды на водоподготовку, т	Собственные нужды водоподготовки, т	Химобес- солненная вода потребителю, т	Подпитка теплосети, т	Невозврат конденсата потребителей, т	Потери в цикле ТЭЦ, т
Январь	481703,2	55696	-	395533.18	-	30474
Февраль	350784,3	43494	-	287076.29	-	20214
Март	384986,3	45317	-	321747.26	-	17922
Апрель	349279,1	43954	-	287019.12	-	18306
Май	263243,6	33269	-	212855.59	-	17119
Июнь	183816,9	23421	-	147819.91	-	12576
Июль	352250,2	42707	-	293372.19	-	16171
Август	176916,9	28072	-	135501.91	-	13343
Сентябрь	154810,5	23369	-	116614.52	-	14827
Октябрь	490798,9	62867	-	401605.94	-	26326
Ноябрь	341456,6	44346	-	271212.62	-	25898
Декабрь	331684,1	43022	-	265830.07	-	22832
Год	3861731	489534	-	3136188,6	-	236008

Таблица 1.43 - Тверская ТЭЦ №4 Баланс питательной воды 2017 г.

Период	Поступило воды на водоподготовку, т	Собственные нужды водоподготовки, т	Химобес- солненная вода потребите- лю, т	Подпитка теплосе- ти, т	Невозврат конденсата потреби- телей, т	Потери в цикле ТЭЦ, т
Январь	860120	86640	5714	746440	5333	15993
Февраль	798680	79622	4918	694392	5105	14643
Март	824190	77939	5860	719303	4249	16839
Апрель	706270	67618	5319	612022	3940	17371
Май	565170	56172	5490	488275	2613	12640
Июнь	581200	58582	5798	503473	2403	10944
Июль	365790	36789	5517	314087	1519	7878
Август	728510	69248	6354	634925	2992	14991

Период	Поступило воды на водоподготовку, т	Собственные нужды водоподготовки, т	Химобес-соленная вода потребителю, т	Подпитка теплоносе-ти, т	Невозврат конденсата потреби-телей, т	Потери в цикле ТЭЦ, т
Сентябрь	733830	70375	4761	642353	2636	13705
Октябрь	826275	81103	4936	716494	4127	19615
Ноябрь	798140	77956	5414	688153	4518	22099
Декабрь	812575	80613	5791	699361	4986	21824
Год	8600750	842657	65872	7459278	44421	188542

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей – в соответствии с режимными картами по химводоподготовке (см. рисунки 1.63 – 1.89).



РЕЖИМНАЯ КАРТА по эксплуатации установки умягчения в котельной ДРСУ-2

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1.Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)	8,5
1.2.Щелочность общая, моль/ л(мг-экв /л)	3,7
1.3.Содержание железо общее, мг /л	0,8
1.4.Жесткость кальциевая, мг /л	5,6
1.5.Хлориды, мг/л	7,7
1.6.Жесткость карбонатная ,мг/л	3,7
1.7. Водородный показатель , ед pH	7,61
2. Технические характеристики оборудования	
2.1.Тип фильтра	Умягчитель ЕМ 1465
2.2.Диаметр фильтра, мм	356
2.3.Тип управляющего клапана	WS1CI
2.4.Тип фильтрующего материала	Ионообменная смола С-249 NS
2.5.Рекомендуемое количество гравия, кг	14
2.6.Высота фильтра (с клапаном), мм	1626 (1850)
2.7.Ёмкость фильтра, л	142,39
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	100
2.9.Обменная ёмкость, мг-экв/л	1000
2.10.Плотность наполнителя, г/мл	1,2
2.11.Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	До 0,7
2.12.Регенерант	NaCl (таблетированная соль)
2.13.Количество реагента на регенерацию,* кг	10,0
2.14.Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	11,7
2.15.Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,5-6,0
2.16.Рабочий диапазон температуры воды ,С	5-35
2.17.Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч	4,5(3,4)
2.18.Напряжение питания ,В	220
<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	

Рисунок 1.63 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ДРСУ-2» (стр. 1)

Регенерация (автоматически выполняемые операции	
3.1.Количество работающих фильтров, шт	2, попаременно
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	15
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	60
3.4.Быстрая отмывка ,мин.	5
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	20
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	6-10
Умягчение	
3.7.Жесткость воды после фильтра , мг-экв/л	До 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	11,7
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг	10,0
3.10.Запас соли в баке - солерасторовителе, кг.	100
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	100
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	2
4.Солевой бак для реагента	
4.1.Диаметр бака, см	47
4.2.Высота бака, см	104
4.3.Объем ёмкости, л	163

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.64 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ДРСУ-2» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной Керамический завод

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1.Жёсткость общая ,ммоль /л(мг-экв /л)	6,0
1.2.Щелочность общая , моль/ л(мг-экв /л)	5,4
1.3.Жесткость карбонатная ,	5,4
1.3.Содержание железо общее , мг /л	1,5
1.4.Жесткость кальциевая , мг/ л	4,0
1.5.Водородный показатель, ед рН	7,5
1.6 Хлориды мг/л	-
2. Технические характеристики оборудования	Обезжелез. натрий-катионитный
2.1.Тип фильтра	Wave Cyber 1054 0844
2.2.Диаметр фильтра, мм	250 210
2.3.Тип управляющего клапана	WS 1TC FLECK 9100
2.4.Тип фильтрующего материала	MTM Пьюролайт
2.5.Рекомендуемое количество гравия, кг	7 4
2.6.Высота фильтра (с клапаном) ,мм	1372 880 (1020)
2.7.Ёмкость фильтра , л	63 26
2.8.Объем фильтрующего слоя ,л	47 17
2.9.Обменная ёмкость ,мг-экв/л	1000
2.10.Плотность наполнителя ,г/мл	1,2
2.11.Жесткость умягченной воды , мг-экв/л	Не более 0,7
2.12.Регенерант	Перман.калия NaCl (повар.табл.соль)
2.13.Количество реагента на регенерацию ,* кг	0,005 3,7
2.14.Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	3,33
2.15.Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,6-6,8
2.16.Рабочий диапазон температуры воды ,С	2-35
2.17.Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч	1.5(1,2)
2.18.Напряжение питания ,В	220
<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	

Рисунок 1.65 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Керамический завод» (стр. 1)

Регенерация (автоматически выполняемые операции)			
3.1.Количество работающих фильтров ,шт	1	2	
3.2.Обратная промывка (взрыхление) ,мин	10	8	
3.3.Забор солевого раствора ,медленная отмывка ,мин.			
3.4.Быстрая отмывка ,мин.	20	30	
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	15	11	
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	5	7	
Умягчение	0,005	8-10	
3.7.Жесткость воды после фильтра , мг-экв/л			Не более 0,7
3.8.Объем умягченной воды * , м ³			3,3
3.9.Расход соли на регенерацию * ,кг			3,7
3.10.Запас соли в баке –солерасторовителе, кг.			10-25
3.11.Общая продолжительность регенерации,мин			
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра , час	50	46	
		1 раз в неделю	
4.Солевой бак для реагента			
4.1.Диаметр бака, см		33	
4.2.Высота бака, см		88	
4.3.Объем ёмкости, л		70	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов —

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.66 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Керамический завод» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной Мамулино

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения			
1	2			
<i>Заданные показатели</i>				
1. Качество воды на входе в установку				
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л (мг-экв /л)		6,0		
1.2. Щелочность общая, моль/ л (мг-экв /л)		4,7		
1.3. Жесткость карбонатная,		4,7		
1.3. Содержание железо общее, мг /л		0,28		
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л		4,1		
1.5. Водородный показатель, ед рН		7,6		
1.6 Хлориды мг/л		7,7		
2. Технические характеристики оборудования				
2.1. Тип фильтра	Обезжелез.	натрий-карионитный		
2.2. Диаметр фильтра, мм	1865	1665		
2.3. Тип управляющего клапана	450	400		
2.4. Тип фильтрующего материала	GSD	АквафлоуFF		
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	Magnese zeolite	пьоролайт		
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	10			
2.7. Ёмкость фильтра, л	1681			
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	236	170		
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	200	150		
2.10. Плотность наполнителя, г/мл		1000		
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л		1,2		
2.12. Регенерант	кислород	Не более 0,7		
2.13. Количество реагента на регенерацию, * кг		NaCl (повар.табл.соль)		
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб		18,0		
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²		25		
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С		2,6-6,8		
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч		2-35		
2.18. Напряжение питания ,В		1,5(1,2)		
		220		
<i>Контролируемые величины</i>				
3. Установка умягчения воды				

Рисунок 1.67 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Мамулино» (стр. 1)

Регенерация (автоматически выполняемые операции)			
3.1.Количество работающих фильтров, шт	2	2	
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	10	8	
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.		40	
3.4.Быстрая отмывка, мин.	6	5	
3.5.Наполнение солевого бака, мин.		10	
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %		8-10	
Умягчение			
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л		Не более 0,5	
3.8.Объем умягченной воды *, м ³		25	
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг		18,0	
3.10.Запас соли в баке – солерастворителе, кг.		25-50	
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	50	63	
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час		2	
4.Солевой бак для реагента			
4.1.Диаметр бака, см		33	
4.2.Высота бака, см		88	
4.3.Объем ёмкости, л		70	
5. Установка дозирования комплексона «Гидро-Х»			
5.1.Объем бака дозирования, л		100	
5.2.Расход комплексона, л/м ³		0,5 – 0,75	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов —

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.628 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Мамулино» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации водоподготовительной установки
одноступенчатого натрий - катионирования
в котельной пос. Сахарово

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения		
1	2		
<i>Заданные показатели</i>			
1. Качество воды на входе в установку			
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)	6,5		
1.2. Щелочность общая, моль/ л(мг-экв /л)	4,2		
1.3. Содержание железо общее, мг /л	0,5		
1.4. Жесткость кальциевая, мг /л	2,5		
1.5. Хлориды, мг/л	1,0		
1.6. Жесткость карбонатная, мг/л	4,2		
1.7. Водородный показатель, ед рН	6,7		
2. Технические характеристики оборудования			
2.1. Тип фильтра	Натрий - катионитный		
2.2. Диаметр фильтра, мм	1500		
2.3. Высота фильтрующего слоя, м	1,40		
2.4. Площадь фильтрования, м ²	2,0		
2.5. Объем фильтрующего слоя, м ³	1,76		
2.6. Тип ,марка фильтрующего слоя	2,38 КУ-2-8 « ионик»		
2.9. Рабочая обменная ёмкость, мг-экв/л	3,52 сульфоуголь		
	1000 1000 300		
<i>Контролируемые величины</i>			
3. Умягчение			
3.1. Количество работающих фильтров ,шт	2, попаременно		
3.2. Скорость фильтрования : м/час			
нормальная	10		
минимальная	5		
максимальная	20		
3.3. Производительность фильтра : м ³ /час			
нормальная	17,6		
минимальная	8,8		
максимальная	35,0		
3.4. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	До 0,7		
3.5. Количество умягченной воды за			

Рисунок 1.69 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахарово» (стр. 1)

фильтроцикл * ,м ³	366	490	162
3.5Межрегенерационный период, час (непрерывной работы)	55		
3.6. Гидравлическое сопротивление фильтра кгс/см ²	21	31	9
3.7.Периодичность хим. контроля работы ВПУ	0,1 – 0,2 Не бол.1,0		
	2		
4. Взрыхление			
4.1.Интенсивность взрыхления, л/с	4		
4.2.Продолжительность взрыхления, мин	30-40		
4.3. Давление воды в фильтре, кгс/см ²	2		
4.4.Расход воды на взрыхление, м ³	8,45		
5.Пропуск регенерационного раствора			
5.1.Содержание активного вещества (NaCl) в тех. соли , %	90		
5.2. Уд. расход соли на регенерацию, г/г-экв	140		
5.3.Расход тех. соли на регенерацию *, кг	336	591	166
5.4. Концентрация реген. раствора соли, %	8 - 10		
5.5. Продолжительность пропуска р-ра соли мин	30-40		
5.6.Расход воды на приготовление регенерационного раствора ,м ³	4,43	7,00	1,97
6.Отмывка			
6.1.Продолжительность отмычки ,мин.	60 - 90		
6.2.Удельн.расход отмычной воды ,м ³ /м ³	6		
6.3.Расход воды на отмывку фильтра	14,3	21,1	21,1
6.4.Жесткость отмычной воды, при которой заканчивается отмывка	0,7		
6.5.Расход воды на одну регенерацию фильтра.м ³	27,2	36.6	31.5
6.6.Общая продолжительность регенерации, мин	120 -130		

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН

ООО « Тверская генерация»

Р.Г. Адамович

**Рисунок 1.70 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной
«Сахарово» (стр. 2)**



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной Сахаровское шоссе

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения	
1	2	
<i>Заданные показатели</i>		
1. Качество воды на входе в установку		
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)		6,2
1.2. Щелочность общая, моль/ л(мг-экв /л)		5,2
1.3. Жесткость карбонатная,		5,2
1.3. Содержание железо общее, мг /л		0,2
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л		4,0
1.5. Водородный показатель, ед рН		7,9
1.6 Хлориды мг/л		17,0
2. Технические характеристики оборудования		
2.1. Тип фильтра	Обезж.3072	натрий-карион 1865
2.2. Диаметр фильтра, мм	772	450
2.3. Тип управляющего клапана	WS1TC	WSCL
2.4. Тип фильтрующего материала	Бирм	Леватит
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	10	10
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	1833	1625
2.7. Ёмкость фильтра, л	200	150
2.8. Объем фильтрующего слоя, л		1000
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л		1,2
2.10. Плотность наполнителя, г/мл		Не более 0,7
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л		NaCl (повар.табл.соль)
2.12. Регенерант		21,0
2.13. Количество реагента на регенерацию,* кг		
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб		24
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²		2,6-6,8
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С		2-35
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.), м ³ /ч		4,5(3,4)
2.18. Напряжение питания, В		220

Рисунок 1.71 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахаровское ш.» (стр. 1)

<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	
Регенерация (автоматически выполняемые операции)	
3.1.Количество работающих фильтров, шт	1
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	-
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	-
3.4.Быстрая отмывка, мин.	15
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	20
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	8-10
Умягчение	
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л	Не более 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	24,0
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг	21,0
3.10.Запас соли в баке – солерасторовителе, кг.	100
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	99
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	2
4.Солевой бак для реагента	
4.1.Диаметр бака, см	33
4.2.Высота бака, см	88
4.3.Объем ёмкости, л	70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.72 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Сахаровское ш.» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной УПК

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)	6,5
1.2. Щелочность общая, моль / л(мг-экв /л)	5,2
1.3. Жесткость карбонатная,	5,2
1.3. Содержание железо общее, мг /л	2,1
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л	3,1
1.5. Водородный показатель, ед рН	7,4
2. Технические характеристики оборудования	Обезжелезивание натрий-катионитный
2.1. Тип фильтра	Wave Cyber 0833
2.2. Диаметр фильтра, мм	210
2.3. Тип управляющего клапана	WS1TC
2.4. Тип фильтрующего материала	WS1CI
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	Catalox
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	C-249NS
2.7. Ёмкость фильтра, л	4
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	880 (1020)
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	26
2.10. Плотность наполнителя, г/мл	17
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	26
2.12. Регенерант	17
2.13. Количество реагента на регенерацию,* кг	1000
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	1,2
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	0,7
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С	NaCl (повар.табл.соль)
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.), м ³ /ч	3,4
2.18. Напряжение питания ,В	4,6
	2,6-6,8
	2-35
	1.5(1,2)
	220

Рисунок 1.73 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «УПК» (стр. 1)

<i>Контролируемые величины</i>		
3.Установка умягчения воды		
Регенерация (автоматически выполняемые операции)		
3.1.Количество работающих фильтров, шт	1	1
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	10	8
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	-	40
3.4.Быстрая отмывка, мин.	6	7
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	-	10
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %		6-10
Умягчение		
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л		До 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³		4,6
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг		3,4
3.10.Запас соли в баке – солерасторовителе, кг.		25
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин		65
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	1 раз в неделю	
4.Солевой бак для реагента		
4.1.Диаметр бака, см		33
4.2.Высота бака, см		88
4.3.Объем ёмкости, л		70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Агадж

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.74 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «УПК» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации водоподготовительной установки
одноступенчатого натрий - катионирования
в котельной ХБК

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л (мг-экв /л)	6,2
1.2. Щелочность общая, моль/ л (мг-экв /л)	5,2
1.3. Содержание железо общее, мг /л	0,7
1.4. Жесткость кальциевая, мг /л	4,0
1.5. Хлориды, мг/л	7,7
1.6. Жесткость карбонатная, мг/л	5,2
1.7. Водородный показатель, ед рН	7,9
2. Технические характеристики оборудования	
2.1. Тип фильтра	1. Натрий-катионитный
2.2. Диаметр фильтра, мм	2. 0600
2.3. Высота фильтрующего слоя, м	3. 1,65
2.4. Площадь фильтрования, м ²	4. 0,28
2.5. Объем фильтрующего слоя, м ³	5. 0,45
2.6. Тип, марка фильтрующего слоя	6. КУ-2-8
2.9. Рабочая обменная ёмкость, мг-экв/л	пьюоролайт 7. 1000
<i>Контролируемые величины</i>	
3. Умягчение	
3.1. Количество работающих фильтров, шт	2, попаременно
3.2. Скорость фильтрования: м/час	
нормальная	15
минимальная	5
максимальная	25
3.3. Производительность фильтра : м ³ /час	
нормальная	4,2
минимальная	1,4
максимальная	7,1
3.4. Жесткость умягченной воды , мг-экв/л	До 0,7

Рисунок 1.75 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ХБК» (стр. 1)

3.5. Количество умягченной воды за фильтроцикл *, м ³	67,7	75,8
3.5 Межрегенерационный период, сут (непрерывной работы)	0,49	0,54
3.6. Гидравлическое сопротивление фильтра кгс/см ²	Не бол.1,0	
3.7. Периодичность хим. контроля работы ВПУ	2	
4. Взрыхление		
4.1. Интенсивность взрыхления ,л/с	4	
4.2. Продолжительность взрыхления ,мин	20	
4.3. Давление воды в фильтре ,кгс/см ²	2	
4.4. Расход воды на взрыхление , м ³	1,36	
5. Пропуск регенерационного раствора		
5.1. Содержание активного вещества (NaCl) в тех. Соли , %	95	
5.2. Уд. расход соли на регенерацию, г/г-экв	135	
5.3. Расход тех. соли на регенерацию *, кг	61	
5.4. Концентрация реген. раствора соли, %	10	
5.5. Продолжительность пропуска р-ра соли мин	30-40	
5.6. Расход воды на приготовление регенерационного раствора, м ³	0,83	0,92
6. Отмывка		
6.1. Продолжительность отмывки, мин.	90	
6.2. Удельн. расход отмывочной воды, м ³ /м ³	6	
6.3. Расход воды на отмывку фильтра	12	
6.4. Жесткость отмывочной воды, при которой заканчивается отмывка	0,7	
6.5. Расход воды на одну регенерацию фильтра. м ³	14,2	
6.6. Общая продолжительность регенерации, мин	150	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов -

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.76 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ХБК» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной Школы № 24

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)	8,6
1.2. Щелочность общая, моль / л(мг-экв /л)	4,6
1.3. Жесткость карбонатная,	4,6
1.3. Содержание железо общее, мг /л	4,1
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л	5,4
1.5. Водородный показатель, ед рН	7,4
1.6. Хлориды мг/л	100
2. Технические характеристики оборудования	Обезжелез. натрий-катионитный
2.1. Тип фильтра	Wave Cyber 0833
2.2. Диаметр фильтра, мм	210
2.3. Тип управляющего клапана	WS1TC
2.4. Тип фильтрующего материала	Catalox
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	4
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	880 (1020)
2.7. Ёмкость фильтра, л	26
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	17
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	1000
2.10. Плотность наполнителя, г/мл	1,2
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	Не более 0,7
2.12. Регенерант	NaCl (повар.табл.соль)
2.13. Количество реагента на регенерацию, * кг	3,4
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	2,4
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,6-6,8
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С	2-35
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.), м ³ /ч	1,5(1,2)
2.18. Напряжение питания, В	220
<i>Контролируемые величины</i>	
3. Установка умягчения воды	

Рисунок 1.77 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №24» (стр. 1)

Регенерация (автоматически выполняемые операции)			
3.1.Количество работающих фильтров ,шт	1	1	
3.2.Обратная промывка (взрыхление) ,мин	10	8	
3.3.Забор солевого раствора ,медленная отмывка ,мин.			
3.4.Быстрая отмывка ,мин.		40	
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	6	5	
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %		10	
Умягчение		8-10	
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л			Не более 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³		2,4	
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг		3,4	
3.10.Запас соли в баке – солерасторовителе, кг.		10-25	
3.11.Общая продолжительность регенерации,мин		63	
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра , час			1 раз в неделю
4.Солевой бак для реагента			
4.1.Диаметр бака ,см		33	
4.2.Высота бака , см		88	
4.3.Объем ёмкости , л		70	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.78 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №24» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения 1252/F65B3
в котельной ПАТП-1

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1.Жёсткость общая, ммоль /л(мг-экв /л)	7,2
1.2.Щелочность общая, моль/ л(мг-экв /л)	5,3
1.3.Содержание железо общее, мг /л	1,0
1.4.Жесткость кальциевая, мг /л	4,1
2. Технические характеристики оборудования	
2.1.Тип фильтра	Wave Cyber1252-2,5(верх)
2.2.Диаметр фильтра, мм	311
2.3.Тип управляющего клапана	Runxin TM.F65B3
2.4.Тип фильтрующего материала	Ионообменная смола Lewatit S1567
2.5.Рекомендуемое количество гравия, кг	10
2.6.Высота фильтра (с клапаном), мм	1388
2.7.Ёмкость фильтра, л	97
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	65
2.9.Обменная ёмкость, мг-экв/л	1000
2.10.Плотность наполнителя, г/мл	1,2
2.11.Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	До 0,7
2.12.Регенерант	NaCl
2.13.Количество реагента на регенерацию,* кг	9,1
2.14.Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	8,5
2.15.Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,5-6,0
2.16.Рабочий диапазон температуры воды, С	5-35
2.17.Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч	3,0(1,5)
2.18.Напряжение питания ,В	220
<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	
Регенерация (автоматически выполняемые операции	
3.1.Количество работающих фильтров, шт	2, попеременно

Рисунок 1.63 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ПАТП-1» (стр. 1)

3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	10
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	60
3.4.Быстрая отмывка, мин.	10
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	5
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	6-10
Умягчение	
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л	До 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	8,5
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг	9,1
3.10.Запас соли в баке - солерасторителе, кг.	70
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	85
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	2
4.Солевой бак для реагента	
4.1.Диаметр бака, см	33
4.2.Высота бака, см	88
4.3.Объем ёмкости, л	70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Агадж

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.80 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «ПАТП-1» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения 1050/F65B3
в котельной средней Школы №2

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, моль/ л (мг-экв /л)	6,5
1.2. Щелочность общая, моль/ л (мг-экв /л)	5,0
1.3. Содержание железо общее, мг/ л	2,1
1.4. Жесткость кальциевая, мг /л	4,0
2. Технические характеристики оборудования	
2.1. Тип фильтра	Wave Cyber1054-2,5(верх)
2.2. Диаметр фильтра, мм	250
2.3. Тип управляющего клапана	Runxin TM.F65B3
2.4. Тип фильтрующего материала	Ионообменная смола Lewatit S1567
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	7
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	980 (1020)
2.7. Ёмкость фильтра, л	63
2.8. Объём фильтрующего слоя, л	47
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	1000
2.10. Плотность наполнителя, г/мл	1,2
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	До 0,7
2.12. Регенерант	NaCl
2.13. Количество реагента на регенерацию,* кг	6,6
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац. период *, м.куб	7,2
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,5-6,0
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С	5-35
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс. (номин.), м ³ /ч	2,5(1,2)
2.18. Напряжение питания, В	220

Рисунок 1.81 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №2» (стр. 1)

<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	
Регенерация (автоматически выполняемые операции	
3.1.Количество работающих фильтров, шт	2,попеременно
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	60
3.4.Быстрая отмывка, мин.	10
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	5
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	6-10
Умягчение	
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л	До 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	7,2
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг	6,6
3.10.Запас соли в баке - солерасторовителе, кг.	70
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	85
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	2
4.Солевой бак для реагента	
4.1.Диаметр бака, см	33
4.2.Высота бака, см	88
4.3.Объем ёмкости, л	70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Агадж

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.82 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №2» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения 1054/F65B3
в котельной средней Школы №3

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л (мг-экв /л)	5,7
1.2. Щелочность общая, моль/ л (мг-экв /л)	5,0
1.3. Содержание железо общее, мг /л	0,36
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л	4,9
2. Технические характеристики оборудования	
2.1. Тип фильтра	Wave Cyber1054-2,5(верх)
2.2. Диаметр фильтра, мм	250
2.3. Тип управляющего клапана	Runxin TM.F65B3
2.4. Тип фильтрующего материала	Ионообменная смола Lewatit S1567
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	7
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	980 (1020)
2.7. Ёмкость фильтра, л	63
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	50
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	1000
2.10. Плотность наполнителя, г/мл	1,2
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	До 0,7
2.12. Регенерант	NaCl
2.13. Количество реагента на регенерацию,* кг	7,0
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	7,0
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	2,5-6,0
2.16. Рабочий диапазон температуры воды ,С	5-35
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч	2,5(1,2)
2.18. Напряжение питания ,В	220

Рисунок 1.83 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №3» (стр. 1)

<i>Контролируемые величины</i>	
3.Установка умягчения воды	
Регенерация (автоматически выполняемые операции	
3.1.Количество работающих фильтров, шт	2, попеременно
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	10
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.	60
3.4.Быстрая отмывка, мин.	10
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	5
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	6-10
<i>Умягчение</i>	
3.7.Жесткость воды после фильтра , мг-экв/л	До 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	7,0
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг	7,0
3.10.Запас соли в баке - солерасторовителе, кг.	70
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	85
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час	2
4.Солевой бак для реагента	
4.1.Диаметр бака, см	33
4.2.Высота бака, см	88
4.3.Объем ёмкости, л	70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.84 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Школа №3» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения
и обезжелезивания в котельной жилого дома
г. Тверь, ул. Б Перемерки, д.20

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения			
1	2			
<i>Заданные показатели</i>				
1. Качество воды на входе в установку				
1.1.Жёсткость общая ,моль/ л(мг-экв /л)		16,7		
1.2.Щелочность общая , моль/ л(мг-экв /л)		5,0		
1.3.Содержание железо общее , мг/ л		1,0		
1.4.Жесткость кальциевая , мг /л		4,0		
2. Технические характеристики оборудования				
2.1.Тип фильтра	Умягчение WS1CI Wave Cyber 1665-2,5(верх) 406 Ионообмен.смола Lewatit S1567	обезжелезивание Fleck7700SXT Wave Cyber 1465-2,5(верх) 356 Pyrolox		
2.2.Диаметр фильтра ,мм	10	7		
2.3.Тип управляющего клапана	1651	1620		
2.4.Тип фильтрующего материала	170	140		
2.5.Рекомендуемое количество гравия, кг	125	100		
2.6.Высота фильтра (с клапаном) ,мм	1000	1000		
2.7.Ёмкость фильтра , л	1,2	1,2		
2.8. Объем фильтрующего слоя ,л	До 0,7	-		
2.9.Обменная ёмкость ,мг-экв/л	NaCl	-		
2.10.Плотность наполнителя ,г/мл	17,5	-		
2.11.Жесткость умягченной воды , мг-экв/л	7,4	-		
2.12.Регенерант	2,5-6,0	2,5-6,0		
2.13.Количество реагента на регенерацию ,* кг	5-35	5-35		
2.14.Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	3,0(1,5)	3,0(1,5)		
2.15.Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	220	220		
2.16.Рабочий диапазон температуры воды ,С				
2.17.Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.),м ³ /ч				
2.18.Напряжение питания ,В				

Рисунок 1.85 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Б.Перемерки, д.20» (стр. 1)

<i>Контролируемые величины</i>		
3.Установка умягчения воды		
Регенерация (автоматически выполняемые операции		
3.1.Количество работающих фильтров ,шт	1	1
3.2.Обратная промывка (взрыхление) ,мин	10	20
3.3.Забор солевого раствора ,медленная отмывка ,мин.	60	
3.4.Быстрая отмывка ,мин.	10	10
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	15	
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %	6-10	
Умягчение		
3.7.Жесткость воды после фильтра , мг-экв/л	До 0,7	
3.8.Объем умягченной воды *, м ³	7,4	
3.9.Расход соли на регенерацию *,кг	17,5	
3.10.Запас соли в баке –солерасторителе, кг.	70	
3.11.Общая продолжительность регенерации,мин	95	30
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час		2
4.Солевой бак для реагента		
4.1.Диаметр бака ,см	33	
4.2.Высота бака , см	88	
4.3.Объем ёмкости , л	70	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов

Р.Г. Адамович

Рисунок 1.86 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Б.Перемерки, д.20» (стр. 2)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной поликлиники №2

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения
1	2
<i>Заданные показатели</i>	
1. Качество воды на входе в установку	
1.1. Жёсткость общая, ммоль /л (мг-экв /л)	6,8
1.2. Щелочность общая, моль / л (мг-экв /л)	4,7
1.3. Жесткость карбонатная,	4,7
1.3. Содержание железо общее, мг /л	3,0
1.4. Жесткость кальциевая, мг/ л	4,1
1.5. Водородный показатель, ед рН	7,6
2. Технические характеристики оборудования	
2.1. Тип фильтра	Обезжелезивание
2.2. Диаметр фильтра, мм	натрий-катионитный
2.3. Тип управляющего клапана	Wave Cyber 0833
2.4. Тип фильтрующего материала	210
2.5. Рекомендуемое количество гравия, кг	WS1TC
2.6. Высота фильтра (с клапаном), мм	Catalox
2.7. Ёмкость фильтра, л	WS1CI
2.8. Объем фильтрующего слоя, л	4
2.9. Обменная ёмкость, мг-экв/л	880 (1020)
2.10. Плотность наполнителя, г/мл	26
2.11. Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	17
2.12. Регенерант	1000
2.13. Количество реагента на регенерацию, * кг	1,2
2.14. Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб	Не более 0,7
2.15. Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²	NaCl (повар.табл.соль)
2.16. Рабочий диапазон температуры воды, С	3,4
2.17. Рабочий поток воды (при потере давления на фильтре 1,0кгс/см ²) макс.(номин.), м ³ /ч	3,0
2.18. Напряжение питания, В	2,6-6,8
	2-35
	1,5(1,2)
	220
<i>Контролируемые величины</i>	
3. Установка умягчения воды	
Регенерация (автоматически выполняемые	

Рисунок 1.87 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Поликлиника №2» (стр. 1)

операции)		
3.1.Количество работающих фильтров, шт	1	1
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	10	10
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.		40
3.4.Быстрая отмывка, мин.	-	15
3.5.Наполнение солевого бака, мин.	6	10
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %		8-10
Умягчение		
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л		Не более 0,7
3.8.Объем умягченной воды *, м ³		3,0
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг		3,4
3.10.Запас соли в баке – солерасторовителе, кг.		10-25
3.11.Общая продолжительность регенерации,мин		65
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра , час		1 раз в неделю
4.Солевой бак для реагента		
4.1.Диаметр бака, см		33
4.2.Высота бака, см		88
4.3.Объем ёмкости, л		70

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»

Адамов -

Р.Г. Адамович

**Рисунок 1.88 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной
«Поликлиника №2» (стр. 2)**



РЕЖИМНАЯ КАРТА
по эксплуатации установки умягчения, обезжелезивания
в котельной Химинститута

Наименование показателей	Фактические или рекомендуемые значения			
1	2			
<i>Заданные показатели</i>				
1. Качество воды на входе в установку				
1.1.Жёсткость общая ,ммоль /л(мг-экв /л)		6,0		
1.2.Щелочность общая , моль/ л(мг-экв /л)		4,7		
1.3.Жесткость карбонатная ,		4,7		
1.3.Содержание железо общее , мг /л		1,9		
1.4.Жесткость кальциевая , мг/ л		4,1		
1.5.Водородный показатель, ед рН		7,6		
2. Технические характеристики оборудования				
2.1.Тип фильтра	Обезжелез.	натрий-катионитный		
2.2.Диаметр фильтра, мм (мм.)	3672	3072		
2.3.Тип управляющего клапана	960 (4)	772 (3)		
2.4.Тип фильтрующего материала	WS1TC	WSCL		
2.5.Рекомендуемое количество гравия, кг	Бауфильтр В	Resing Canature NaFG		
2.6.Высота фильтра (с клапаном), мм	25	20		
2.7.Ёмкость фильтра, л	1085	1681		
2.8.Объем фильтрующего слоя, л	1020	710		
2.9.Обменная ёмкость, мг-экв/л	650	500		
2.10.Плотность наполнителя ,г/мл		1000		
2.11.Жесткость умягченной воды, мг-экв/л		1,2		
2.12.Регенерант	гипохлорит	Не более 0,7		
2.13.Количество реагента на регенерацию ,* кг	27(сутки)	NaCl (повар.табл.соль)		
2.14.Количество умягченной воды за межрегенерац.период*, м.куб		60		
2.15.Рабочий диапазон давления воды, кгс/см ²		80		
2.16.Рабочий диапазон температуры воды ,С		3,5-6,0		
2.17.Скорость воды при номинальном давлении(м ³ /час)		5-35		
2.18.Напряжение питания ,В		6,75		
<i>Контролируемые величины</i>				
3.Установка умягчения воды				

Рисунок 1.89 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Хминститут» (стр. 1)

Регенерация (автоматически выполняемые операции)			
3.1.Количество работающих фильтров, шт	4	3	
3.2.Обратная промывка (взрыхление), мин	20	15	
3.3.Забор солевого раствора, медленная отмывка, мин.		60	
3.4.Быстрая отмывка, мин.	10	20	
3.5.Наполнение солевого бака, мин.		13	
3.6.Концентрация регенерационного р-ра, %		8-10	
Умягчение			
3.7.Жесткость воды после фильтра, мг-экв/л		Не более 0,7	
3.8.Объем умягченной воды *, м ³		80	
3.9.Расход соли на регенерацию *, кг		60,0	
3.10.Запас соли в баке – солерасторовителе, кг.		120	
3.11.Общая продолжительность регенерации, мин	30	1,5	
3.12.Периодичность химконтроля работы фильтра, час		2	
4.Солевой бак для реагента			
4.1.Диаметр бака, см		100	
4.2.Высота бака, см		120	
4.3.Объем ёмкости, л		1000	

Режимная карта составлена на основании РД10-179-98 Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно – химического режима паровых и водогрейных котлов.

Составил:

Начальник СХН
ООО « Тверская генерация»



Р.Г. Адамович

Рисунок 1.90 – Режимная карта автоматической водоподготовительной установки в котельной «Хминститут» (стр. 2)

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей для остальных организаций, занятых в сфере теплоснабжения г. Твери не разрабатывались и не утверждались.

Котельные АО «ГУ ЖКХ»

На котельных отсутствует ХВО, подпитка сети осуществляется водопроводной водой.

1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Аварийный режим работы системы теплоснабжения определяется в соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, на которой рассчитываются водоподготовительные установки при проектировании тепловых сетей:

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

– в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

– в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

– для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков - по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.»

«Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети.

Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйствственно-питьевого водоснабжения».

Балансы водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения не разрабатывались и не утверждались.

Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"

1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Город Тверь газифицирован, крупные источники тепловой энергии в качестве основного топлива используют природный газ - самый эффективный, экономически выгодный и экологичный вид топлива в настоящий момент. Природный газ поставляется ООО «Газпром межрегионгаз г. Тверь», газораспределительная организация - ОАО «Газпром Газораспределение Тверь».

Фактическое количество используемого основного топлива (газа) для каждого источника тепловой энергии ООО «Тверская Генерация» за 2017 г. представлены в таблице 1.44 по данным, предоставленным предприятием.

Таблица 1.44 - Фактическое потребление видов топлива источниками тепловой энергии ООО «Тверская генерация» за 2017 г.

Источник тепловой энергии	Вид топлива	2017 факт	
		тыс. м ³ (т)	т у.т.
ТЭЦ-1	Газ	33771,641	39223,426
ВК-2	Газ	13296,261	15437,229
	Газ	314977,365	364581,80
ТЭЦ-3	уголь	44,000	34,000
	мазут	1,000	1,400
	газ	229539,279	265646,00
ТЭЦ-4	мазут	3,000	4,000
	торф	115,000	18,000
ВК-1	газ	19095,993	22176,637
Котельный цех	газ	18330,483	21209,431
Котельная «Сахарово»	газ	1979,430	2291,413
Котельная «Мамулино»	газ	3375,764	3908,078
Котельная «Южная»	газ	21240,094	24580,230
Котельная «ХБК»	газ	1203,725	1393,020
Котельная «УПК»	газ	4,439	5,138
Котельная «Поликлиника №2»	газ	11,400	13,193
Котельная «Школа №2»	газ	97,413	112,730
Котельная «Школа №24»	газ	18,686	21,624
Котельная «Керамический завод»	газ	94,159	108,992
Котельная «ПАТП-1»	газ	239,685	277,368
Котельная «ДРСУ-2»	газ	484,106	560,521
Котельная «Школа №3»	газ	33,226	38,453
Котельная «Сахаровское ш.»	газ	723,620	837,701
Котельная "Б. Перемерки, 20"	газ	141,171	163,542
Котельная «Химинститут»	газ	9457,256	10988,666
ГАЗ		668115,2	773575,19
МАЗУТ		4,000	5,400
УГОЛЬ		44,000	34,000
ТОРФ		115,000	18,000

Примечание: * - Котельные (бывшие МУП «Сахарово») в аренде у ООО «Тверская генерация с июня 2017 г.

В приведенной таблице 1.45 по ТЭЦ учитывается общий расход топлива на производство тепловой и электрической энергии.

Таблица 1.45 - Потребление видов топлива источниками тепловой энергии ООО «Тверская генерация» за 2018-2019 гг.

Источник тепловой энергии	Вид топлива	2018 ожидаемое		2019 план	
		тыс. м ³ (т)	т у.т.	тыс. м ³ (т)	т у.т.
ТЭЦ-1	газ	35617,135	41424,312	31943,253	37124,748
ВК-2	газ	16331,129	18977,794	19246,243	22370,451
ТЭЦ-3	газ	330936,459	382060,486	338231,156	391396,878
	уголь	0	0	44,050	34,000
	мазут	0	0	73,850	100,267
ТЭЦ-4	газ	235293,983	271715,582	226171,009	261717,405
	мазут	0	0	0	0
	торф	0	0	0	0
ВК-1	газ	16900,955	19656,198	17698,163	20570,927
Котельный цех	газ	19157,466	22143,252	17987,613	20804,304
Котельная «Сахарово»	газ	4798,943	5559,135	4425,586	5127,372
Котельная «Мамулино»	газ	8608,398	9975,166	8560,064	9919,358
Котельная «Южная»	газ	54512,794	63153,179	53763,467	62265,436
Котельная «ХБК»	газ	2803,927	3247,879	2858,305	3310,626
Котельная «УПК»	газ	30,460	35,309	14,862	17,209
Котельная «Поликлиника №2»	газ	29,078	33,679	40,501	46,896
Котельная «Школа №2»	газ	310,456	359,716	264,386	306,134
Котельная «Школа №24»	газ	52,670	61,015	49,885	57,775

Котельная «Керамический завод»	газ	236,655	274,177	210,626	244,037
Котельная «ПАТП-1»	газ	720,327	834,567	809,078	936,740
Котельная «ДРСУ-2»	газ	1147,341	1329,196	1117,268	1294,664
Котельная «Школа №3»	газ	109,645	127,065	81,373	94,197
Котельная «Сахаровское ш.»	газ	1980,243	2294,553	1608,801	1864,241
Котельная "Б. Пере-мерки, 20"	газ	170,194	197,220	183,636	212,812
Котельная «Химин-ститут»	газ	9781,788	11379,775	9591,904	11149,859
ГАЗ		739530,05	854839,25	734857,18	850832,07
МАЗУТ		0	0	73,850	100,267
УГОЛЬ		0	0	44,050	34,000
ТОРФ		0	0	0	0

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное (аварийное) топливо - топливо, предназначенное для использования при ограничении или прекращении подачи основного вида топлива.

Резервное топливное хозяйство - комплекс оборудования и устройств, предназначенных для хранения, подачи и использования резервного (аварийного) топлива.

Согласно СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76* виды топлива основного, резервного и аварийного, а также необходимость резервного или аварийного вида топлива для котельных устанавливаются с учетом категории котельной, исходя из местных условий эксплуатации и по согласованию с топливоснабжающими организациями.

На большинстве котельных резервное и аварийное топливо отсутствует ввиду высокой стоимости содержания резервного топливного хозяйства, что ведет к снижению надежности системы теплоснабжения в целом. Необходимость создания резервных складов и нормирования запасов топлив на тепловых электростанциях устанавливается Приказом Министерства энергетики РФ от 22 августа 2013 г. № 469 "Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон", на котельных устанавливается Приказом Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 года № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на

источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

Виды резервного (аварийного) топлив по каждому источнику тепловой энергии города Твери представлены в таблице 1.46.

Таблица 1.46 - Виды топлив, используемых на источниках тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Основное топливо	Резервное (аварийное) топливо
ТЭЦ-1	газ	мазут
ТЭЦ-3	газ	уголь, мазут
ТЭЦ-4	газ	торф, мазут
ВК-1	газ	отсутствует
ВК-2	газ	мазут
Котельный цех	газ	отсутствует
Котельная «п. Б. Перемерки, 20»	газ	отсутствует
Котельная «Сахаровское шоссе»	газ	отсутствует
Котельная «Школа №3»	газ	отсутствует
Котельная «Южная»	газ	мазут (требуется реконструкция)
Котельная «Сахарово»	газ	мазут (требуется реконструкция)
Котельная «Мамулино»	газ	отсутствует
Котельная «Мамулино-2»	газ	отсутствует
Котельная «ХБК»	газ	отсутствует
Котельная «ПАТП-1»	газ	отсутствует
Котельная «ДРСУ-2»	газ	отсутствует
Котельная «Школа №2»	газ	отсутствует
Котельная «Керамический завод»	газ	отсутствует
Котельная «УПК»	газ	отсутствует
Котельная «Поликлиника №2»	газ	отсутствует
Котельная «Химинститут»	газ	мазут (требуется реконструкция)
Котельная ул. Шишкова 97	газ	отсутствует
Котельная «ТКСМ-2»	газ	отсутствует
Котельная «Лазурная»	газ	дизельное топливо
Котельная «КОМО»	газ	отсутствует
Котельная УОСК ООО «Тверь Водоканал»	газ	дизельное топливо
Котельная ОАО «Волжский пекарь»	газ	отсутствует
ГБУ «Центр кадастровой оценки»	газ	отсутствует
Котельная Брусицово	газ	отсутствует
Котельная «Мамулино-2»	газ	отсутствует
Котельная Октябрьский пр-т, д. 75	газ	отсутствует
Котельная Мамулино-3	газ	отсутствует
Котельная ООО УК "Лазурь"	газ	отсутствует
Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД	газ	отсутствует

Источник тепловой энергии	Основное топливо	Резервное (аварийное) топливо
Котельная ОАО "РЖД" ДТВС ТЧ-3	газ	отсутствует
Котельная ОАО "ТВЗ"	газ	отсутствует
Котельная ОАО "Центросвармаш"	газ	отсутствует
Котельная Петербургское шоссе, д. 15	газ	отсутствует
Котельная ул. Коноплянниковой, д. 89	газ	отсутствует
Котельная Слизкова, 86, к.1	газ	отсутствует
Котельная Слизкова, 108, к.1	газ	отсутствует
Котельная Фрунзе, 2, к.1	газ	отсутствует
Котельная Планерная,6	газ	отсутствует

Общий нормативный запас топлива определяется по формуле:

$$ОНЗТ=ННЗТ+НЭЗТ, \text{ где}$$

ННЗТ - неснижаемый нормативный запас топлива;

НЭЗТ - нормативный эксплуатационный запас основного или резервного вида топлива.

Обеспечение резервного (аварийного) топлив на источниках ООО «Тверская генерация» осуществляется в соответствии с планом поставок топлива для выдерживания нормативных запасов. Мазут отгружается с нефтеперерабатывающих заводов России и доставляется в цистернах железнодорожным транспортом, основные поставщики мазута - ЗАО «Синтез Петролиум» и ОАО «ТГК-2». Уголь доставляется с Кузнецкого бассейна в вагонах железнодорожного транспорта, основные поставщики угля - ООО «РЭР» и ЗАО «Кемеровский Разрез». Торф доставляется в вагонах железнодорожным и автомобильным транспортом от тверских торфопредприятий - ОАО «Васильевский мох», ООО «Тверьрегионторф» и ООО «Агроторфпром».

Обеспечение резервного (аварийного) топлив на источниках МУП «Сахарово» выдерживается в соответствии с нормативами запасов топлив, утверждаемых Минэнерго России. Мазут до места назначения доставляется в цистернах автомобильным транспортом, основной поставщик: ООО «Ресурсдорцентр» - Московский НЗП.

В котельной ООО «Лазурная» в период с 2016-2019 гг. планируется провести мероприятия по модернизации аварийно-резервного топливного хозяйства (ориентировочная стоимость выполнения работ составляет 2412,21 тыс. руб.).

Утвержденные нормативные запасы топлива для ТЭЦ и котельных ООО «Тверская генерация» и МУП «Сахарово» в период 2013 – 2015 гг. представлены в таблице 1.47.

Таблица 1.47 - Нормативные запасы топлив за 2017-2019 гг., тыс. т н.т.

Источник тепловой энергии	Резервное топливо	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
на 01.10.2017 г.				
ТЭЦ-1	мазут	0,508	0,00	0,508
ТЭЦ-3	уголь	2,380	39,650	42,030
	мазут	1,140	5,865	7,005
ТЭЦ-4	мазут	1,170	4,852	6,022
	торф	2,590	25,770	28,360
ВК-2	мазут	0,155	0	0,155

Источник тепловой энергии	Резервное топливо	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
на 01.10.2018 г.				
ТЭЦ-1	мазут	0,508	0,00	0,508
ТЭЦ-3	уголь	2,409	39,650	42,059
	мазут	1,140	5,865	7,005
ТЭЦ-4	мазут	1,674	4,872	6,526
	торф	2,880	25,770	28,650
ВК-2	мазут	0,155	0	1,157
на 01.10.2019 г.				
ТЭЦ-1	мазут	0,444	0	0,444
ТЭЦ-3	уголь	2,409	39,650	42,059
	мазут	1,140	5,865	7,005
ТЭЦ-4	мазут	1,674	4,872	6,526
	торф	2,880	25,770	28,650
ВК-2	мазут	0,155	0	0,180

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Газоснабжение потребителей г. Твери осуществляется природным газом от газораспределительных станций высокого давления.

Газоснабжение осуществляется по договорам на поставку газа организацией ООО «Газпром межрегионгаз Тверь» (до января 2011 года – ООО «Тверьрегионгаз») и по транспортировке газа ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Торжокское ЛПУМГ). Качество поставляемого природного газа соответствует ГОСТ 5542-87.

Нормируемые и среднемесячные (за январь 2015 г.) характеристики природного газа (согласно паспорту качества газа) поставляемого на источники тепла г. Твери представлены в таблице 1.48. Компонентный состав природного газа представлен в таблице 1.49.

Таблица 1.48 – Нормируемые характеристики природного газа

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормируемое значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель	
					газопровод «Ухта-Торжок 2»	газопровод «Белоусово-Ленинград»
1	Теплота сгорания низшая при 25°C и 101,325кПа	МДж/м ³ (ккал/ м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	33,73 (8056)	33,74 (8059)
2	Число Воббе высшее	МДж/м ³ (ккал/ м ³)	ГОСТ 31369-2008	41,2-54,5 (9850-13000)	49,54 (11832)	49,54 (11832)
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.7-2008	не более 1,0	0,0074	0,0084
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,0001	менее 0,0001
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	менее 0,0002	менее 0,0002
6	Масса механических примесей в 1м ³	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствует	отсутствует

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормируемое значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель	
					газопровод «Ухта-Торжок 2»	газопровод «Белоусово-Ленинград»
7	Интенсивность запаха при объемной доле 1% от воздуха	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	не определяется	не определяется
8	Температура точки росы газа по влаге	°C	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	-23,0	-14,4
9	Температура газа	°C	-	-	3,5	3,5
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,80	0,78
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,088	0,096
12	Плотность газа при 20°C и 101,325кПа	кг/м ³	ГОСТ 17310-2002 ГОСТ 31369-2008	-	0,688 0,5700	0,689 0,5703

Примечание: Значения показателей определены в ЦЛН Торжокского ЛПУМГ (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.514754 от 24.09.2013).

Таблица 1.49 - Компонентный состав природного газа

Компонентный состав	Среднее значение молярной доли, %	
	газопровод Ухта-Торжок 2	газопровод «Белоусово-Ленинград»
Метан	97,28	97,28
Этан	1,45	1,46
Пропан	0,255	0,259
Изобутан	0,0435	0,0448
н-Бутан	0,0382	0,0394
Неопентан	0,00083	0,00089
Изопентан	0,0066	0,0068
н-Пентан	0,0043	0,0047
C ₆ +высшие	0,0076	0,0085
Углекислый газ	0,088	0,096
Азот	0,80	0,78
Кислород	0,0074	0,0084
Гелий	0,0130	0,0127
Водород	0,0016	0,0013

На источниках тепловой энергии ООО «Тверская генерация» в качестве резервного и аварийного используют следующие виды топлив:

- топочный мазут марки М-100, отгружаемый с нефтеперерабатывающих заводов России, в частности Московского НПЗ и Саратовского НПЗ. Содержание влаги в поступающем мазуте не более 0,2%, обводнение мазута происходит при сливе;
- уголь кузнецкий марки СС, поставляющийся с разрезов Краснобродский и Барзасский;
- фрезерный торф.

Характеристики жидкого и твердого топлив, используемых в качестве резервных топлив на источниках ООО «Тверская генерация» представлены в таблице 1.53.

Таблица 1.50 – Характеристика жидкого и твердого топлива ООО «Тверская генерация»

Вид топлива	Калорийность	Влажность	Зольность	Сера
Фрезерный торф	1682	55,0	6,4	-
Топочный мазут М-100	8933	9,4	-	2,5
Уголь	4500-6500	10-13	8-12	0,3-0,4

1.8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха

Поставка основного топлива на источники тепловой энергии ООО «Тверская генерация» производится в соответствии с договорами поставки. С января 2012 года ограничений на поставку топлива в зимние месяцы не производились. Поставка резервного топлива производится в соответствии с планом работ по созданию резервного топлива на контрольные даты. Так как добыча торфа носит сезонный характер, основные поставки топлива производятся в 3 квартале. Поставка мазута осуществляется в течение всего года по мере необходимости для выдерживания нормативов по созданию запасов топлива. Поставка угля для выдерживания нормативов по созданию запасов топлива осуществляется в летний период во избежание смерзания топлива во время пути от поставщиков до источника тепловой энергии.

Сбоев в поставке топлива (газа) по остальным теплоснабжающим организациям также зафиксировано не было.

Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"

Основным условием, обеспечивающим надежное теплоснабжение потребителей, является проведение своевременных (до начала отопительного периода) мероприятий:

- испытание оборудования источников тепла, тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления на плотность и прочность;
- шурфовка тепловых сетей, вырезка из трубопроводов для определения коррозионного износа металла труб;
- промывка оборудования и коммуникаций источников тепла, трубопроводов тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления;
- испытания тепловых сетей на тепловые потери и максимальную температуру теплоносителя;
- разработка эксплуатационных режимов системы теплоснабжения, а также мероприятий по их внедрению и постоянному обеспечению;
- мероприятия по распределению теплоносителя между системами теплопотребления в соответствии с их расчетными тепловыми нагрузками (настройка автоматических регуляторов, установка и контрольный замер сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, регулирование тепловых сетей).

В настоящее время не существует общей методики оценки надежности систем коммунального теплоснабжения по всем или большинству показателей надежности. Для оценки используются такие показатели, как вероятность безотказной работы СЦТ; готовность и живучесть СЦТ.

Исходя из изложенного, приведем результаты расчета и анализ полученных данных по надежности системы теплоснабжения, как в целом, так и по отдельно взятым направлениям.

1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Оценка надёжности систем теплоснабжения г. Тверь проводилась в соответствии с приказом Министерства Регионального развития Российской Федерации № 310 от 26.07.2013 г. Расчёт оценки систем теплоснабжения осуществлялся согласно Методическим указаниям по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения. Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов пот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$, где $Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ - расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения дан-

ных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения.

Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Оценка надежности систем теплоснабжения

9. Перечень показателей и оценка надежности теплоисточников :

10. Показатель надёжности электроснабжения источников тепла, КЭ:

11.

КЭ = 1,0 - при наличии резервного электроснабжения;

КЭ = 0,6 - при отсутствии резервного электроснабжения.

12. Показатель надёжности водоснабжения источников тепла, КВ:

КВ = 1,0 - при наличии резервного водоснабжения;

КВ = 0,6 - при отсутствии резервного водоснабжения.

13. Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии, (Кт):

Кт = 1,0 - при наличии резервного топлива;

Кт = 0,5 - при отсутствии резервного топлива.

14. КИ по теплоисточнику (Кб + Кр + Кок ит + Кгот) / 4

15.

16. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (Кб):

Кб = 1,0 - полная обеспеченность;

Кб = 0,8 - не обеспечена в размере 10% и менее;

Кб = 0,5 - не обеспечена в размере более 10%.

17. Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (Кр):

18. отношением резервируемой расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

19. Оценку уровня резервирования (Кр):

20. от 90% до 100% - Кр = 1,0;

21. от 70% до 90% включительно - Кр = 0,7;

22. от 50% до 70% включительно - Кр = 0,5;

23. от 30% до 50% включительно - Кр = 0,3;

24. менее 30% включительно - Кр = 0,2.

25.

26. Показатель интенсивности отказов (далее - отказ) теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением (Котк ит).

27. Показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) $K_{\text{гот}} = 0,25 * K_{\text{п}} + 0,35 * K_{\text{м}} + 0,3 * K_{\text{тр}} + 0,1 * K_{\text{ист}}$,

где:

показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом $(K_{\text{п}})$,

показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием $(K_{\text{м}})$,

показатель наличия основных материально-технических ресурсов $(K_{\text{тр}})$.

Система оценки теплоисточников:

В зависимости от полученных показателей надежности $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$ и $K_{\text{и}}$ источники тепловой энергии могут быть оценены как:

высоконадежные - при $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = K_{\text{и}} = 1$;

надежные - при $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = 1$ и $K_{\text{и}} = 0,5$;

малонадежные - при $K_{\text{и}} = 0,5$ и при значении меньше 1 одного из показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$;

ненадежные - при $K_{\text{и}} = 0,2$ и/или значении меньше 1 у 2-х и более показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$.

Таблица 1.51. Оценка надежности теплоисточников

№ п/п	Наимено-вание котельной	Располагаемая мощность в горячей воде, Гкал/час	Расчетная нагрузка, Гкал/час	Объединенные теплоисточники												Показатель надежности	
				<p>Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла, % показателю соответствия тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей физическим теп- ловым потокам</p> <p>Показатель интенсивности отказов, характеризуемый количеством вы- нужденных отказов с ограничением отпуска тепла потребителям, вы- полненным в течение суток</p> <p>Показатель готовности к проведе- нию аварийно-восстановительных работ $K_{hot} = 0,25 * K_{th} + 0,35 * K_{res}$</p> <p>Показатель уровня резервирования, K_{p}</p> <p>КИ по теплоисточнику ($K_{th} + K_{p}$ + $K_{окт} + K_{рез}$) / 4</p> <p>Наличие резервного электроснабже- ния</p> <p>Показатель надёжности электро- снабжения источников тепла $K_{э}$</p> <p>Наличие резервного водоснабже- ния источников тепла $K_{в}$</p> <p>Наличие резервного топливоснабже- ния</p> <p>Показатель надёжности топливо- снабжения источников тепла $K_{т}$</p> <p>Общий показатель надёжности источников тепла</p>													
1	ТЭЦ-1	77	82	94	0,8	1	1	1	0,95	да	1	да	1	да	1	0,99	малонадежная, так как $K_{т}$ менее 1
2	ВК-2	56	58,4	96	0,8	1	1	1	0,95	да	1	да	1	да	1	0,99	
3	ТЭЦ-3	684	575,16	119	1	1	1	1	1	да	1	да	1	да	1	1	
4	ТЭЦ-4	439	401,9	109	1	1	1	1	1	да	1	да	1	да	1	1	
5	ВК-1	80	54,39	147	1	1	1	1	1	да	1	да	1	нет	0,5	0,88	
6	Котельный цех	68,8	50,69	136	1	1	1	1	1	да	1	да	1	нет	0,5	0,88	
7	Котельная «Южная»	232,2	180,28	129	1	1	1	1	1	да	1	да	1	нет	0,5	0,88	
	ИТОГО	1637	1402,82	117	0,98	1	1	1	1		1		1		0,9	0,97	
Локальные теплоисточники																	
1	Котельная «Сахарово»	21,17	12,53	169	1	1	1	0,2	0,8	да	1	да	1	нет	0,5	0,83	малонадежная, $K_{т}$ менее 1, $K_{и}$ более 0,5
2	Котельная «Мамулино»	19,18	21,32	90	0,8	1	1	0,3	0,78	да	1	да	1	нет	0,5	0,82	малонадежная $K_{т}$ менее 1, $K_{и}$ более 0,5
3	Котельная «ХБК»	8,88	5,73	155	1	1	1	0,2	0,8	да	1	да	1	нет	0,5	0,83	малонадежная, $K_{т}$ менее 1, $K_{и}$ более 0,5
4	Котельная «УПК»	0,39	0,14	279	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,6	нет	0,5	0,73	ненадежная, менее 1 более одного

№ п/п	Наимено-вание котельной	Расчетная нагрузка, Гкал/час										Показатель надежности			
		Располагаемая мощность в горячей воде, Гкал/час													
5	Котельная «Поликлиника № 2»	0,39	0,12	333	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
6	Котельная «Школа №2»	1,6	0,45	352	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
7	Котельная «Школа №24»	0,39	0,23	170	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
8	Котельная «Керамический з-д»	0,6	0,55	109	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
9	Котельная «ПАТП-1»	2,21	2,04	108	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
10	Котельная «ДРСУ-2»	5,64	1,837	307	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
11	Котельная «Школа №3»	0,74	0,60	123	1	1	1	0,2	0,80	да	1	нет	0,5 0,73 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
12	Котельная «Сахаровское ш.»	4,89	5,05	97	0,8	1	1	0,2	0,75	да	1	нет	0,5 0,71 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
13	Котельная ""п. Б. Перемерки, 20"	0,320	0,27	119	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,5 0,63 ненадежная, менее 1 более одного показателя		
14	Котельная «Химинститут»	60	17,59	341	1	1	1	0,2	0,8	да	1	да	1	нет	0,5 0,83 малонадежная, Кт менее 1, Ки более 0,5

№ п/п	Наимено-вание котельной	Показатели надёжности															
		Располагаемая мощность в горячей воде, Гкал/час	Расчетная нагрузка, Гкал/час	Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла, % показателю соответствия тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым отходам	Показатель интенсивности отказов, характеризующий количеством вынужденных отказов с ограничением отпуска т/эн потребителям, вынужденных отказов	Показатель готовности к проведению аварийно-восстановительных работ $K_{\text{сост}} = 0,25 * K_{\text{п}} + 0,35 * K_{\text{р}}$	Показатель уровня резервирования, $K_{\text{р}}$	КИ по теплоисточнику ($K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{ок ит}} + K_{\text{кот}}$) / 4	Наличие резервного электроснабжения	Показатель надёжности электроснабжения источников тепла $K_{\text{э}}$	Наличие резервного водоснабжения	Показатель надёжности водоснабжения источников тепла $K_{\text{в}}$	Наличие резервного топливоснабжения	Показатель надёжности топливоснабжения источников тепла $K_{\text{т}}$	Общий показатель надёжности источников тепла	Показатель надёжности	
15	Котельная ул. Шишкова 97	1,68	1,68	100	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
16	Котельная «TKCM-2	36,4	15,72	232	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
17	Котельная ООО «Лазурная»	46,5	5,98	778	1	1	1	0,2	0,8	да	1	да	1	да	1	0,95	надежная, $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = 1$ и $K_{\text{и}} \geq 0,5$
18	Котельная «КОМО»	3,15	1,03	306	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
19	Котельная YOCK ООО «Тверь Водоканал»	2,511	2,17	116	1	1	1	0,2	0,8	да	1	да	1	да	1	0,95	надежная, $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = 1$ и $K_{\text{и}} \geq 0,5$
20	Котельная ОАО «Волжский пекарь»	2,05	0,103	1990	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
21	Котельная ГБУ «Центр кадастровой оценки»	12,7	10,8	118	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
22	Котельная «Мамулино-2»	7,4	6,25	118	1	1	1	0,3	0,83	частично	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более одного показателя
23	Котельная Брусицово	8,2	6,8	121	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более
24	ООО «ИНТЭК»	4,2	4,2	100	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{т}}$ менее

№ п/п	Наимено-вание котельной	Располагаемая мощность в горячей воде, Гкал/час	Расчетная нагрузка, Гкал/час	Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла, % <i>показатель соответствия тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым отходам</i>	Показатель интенсивности отказов, характеризующий количеством вынужденных отказов с ограничением отпуска тепла потребителям. вынужденных отказов	Показатель готовности к проведению аварийно-восстановительных работ $K_{\text{готов}} = 0,25 * K_{\text{н}} + 0,35 * K_{\text{р}}$	Показатель уровня резервирования, $K_{\text{р}}$	КИ по теплоисточнику ($K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{ок ит}} + K_{\text{рот}}$) / 4	Наличие резервного электроснабжения	Показатель надёжности электроснабжения источников тепла $K_{\text{э}}$	Наличие резервного водоснабжения	Показатель надёжности водоснабжения источников тепла $K_{\text{в}}$	Наличие резервного топливоснабжения	Показатель надёжности топливоснабжения источников тепла $K_{\text{т}}$	Общий показатель надёжности источников тепла	Показатель надежности	
25	Котельная ОАО «ТВЗ»	200	60	333	1	1	1	0,2	0,8	да	1	нет	0,6	нет	0,5	0,73	ненадежная, менее 1 более одного показателя
28	Котельная ОАО "Центрсвармаш"	44	44	100	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более
	Котельная «Петербургское шоссе, д.15»	0,35	0,35	100	1	1	1	0,2	0,8	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,63	ненадежная, менее 1 более
	Котельная «ул. Коноплянниковой д.89»	0,39	1,2	32,5	0,5	1	1	0,2	0,68	нет	0,6	нет	0,6	нет	0,5	0,59	ненадежная, менее 1 более

28. Перечень показателей и оценка надежности тепловых сетей:

29. Показатель соответствия пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей Кб общ:

30.

Кб = 1,0 - полная обеспеченность;

Кб = 0,8 - не обеспечена в размере 10% и менее;

Кб = 0,5 - не обеспечена в размере более 10%.

31. Показатель уровня резервирования элементов тепловых сетей путем их кольцевания или устройства перемычек Кр:

32.

Кр = 1,0 от 100 - 90%;

Кр = 0,7 от 90-70%;

Кр = 0,5 от 70-50%;

Кр = 0,3 от 50-30%;

Кр = 0,2 от менее 30%

33. Показатель технического состояния тепловых сетей Кс:

34.

Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов.

35. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей Котк тс:

36.

Иотк тс = потк / S [1 / (км * год)],

где:

потк - количество отказов за предыдущий год;

S - протяженность тепловой сети (в двухтрубном исполнении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов (Иотк тс) определяется показатель надежности тепловых сетей (Котк тс):

до 0,2 включительно - Котк тс = 1,0;

от 0,2 до 0,6 включительно - Котк тс = 0,8;

от 0,6 до 1,2 включительно - Котк тс = 0,6;

свыше 1,2 - Котк тс = 0,5.

37. Показатель готовности к проведению восстановительных работ Кгот:

Кгот = 0,25 * Кп + 0,35 * Км + 0,3 * Ктр + 0,1 * Кист, где:

Кп - Укомплектованность ремонтным персоналом и оперативным персоналом;

Км - Оснащенность машинами, специальными механизмами и оборудованием;

Ктр - Наличие основных материально-технических ресурсов;

Кист - Укомплектованность передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

Таблица 1.52. - Тепловые сети объединенных теплоисточников

		По си- стеме	Тверская ТЭЦ-1	Тверская ВК-2	Тверская ТЭЦ-3	Тверская ТЭЦ-4	ВК - 1	кот. Юж- ная	Котельный цех
Соответствие пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей	Кб общ.	0,99				0,99			
Уровень резервирования элементов тепловых сетей путем их кольцевания или устройства переключек	Кр	1,0				1,0			
Техническое состояние тепловых сетей	Кс	0,15				0,15			
% ветвей сетей						0,85			
Интенсивность отказов тепловых сетей	Котк тс	0,50				0,50			
кол-во повреждений, шт.						1 269			
протяженность сетей (двухтруб.), км.						495,8			
Показатель готовности к проведению восстановительных работ	Кгот	1,00				1,00			
Укомплектованность ремонтным персоналом и оперативным персоналом	Кп	1,00				1,00			
Оснащенность машинами, специальными механизмами и оборудованием	Км	1,00				1,00			
Наличие основных материально-технических ресурсов	Ктр	1,00				1,00			
Укомплектованность передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ	Кист	1,00				1,00			
Количество показателей надежности системы по тепловым сетям		5,00				5			
Общий показатель надежности тепловых сетей		0,73				0,73			
						малонадёжная			

Тепловые сети локальных теплоисточников

			Хим. инст.	Кот. Б.Перемерки	кот. Сахарово	кот.Мамулино	кот.п. Керамического з-да	кот. ХБК	кот. УПК	кот. Поликлиники №2	кот. Школа №2	кот. Школа №24	кот. ДРСУ-2	кот. ПАТП-1	кот. Сахаровское шос-се,16	кот. Школа №3
1.	Соответствие пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей	Кб общ.	1	0,5	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2.	Уровень резервирования элементов тепловых сетей путем их кольцевания или устройства перемычек	Кр	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
3.	Техническое состояние тепловых сетей	Кс	0,14	0,00	0,18	0,20	0,00	0,05	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,40
	% ветхих сетей		0,86	1,00	0,82	0,80	1,00	0,95	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,96	0,60
	Интенсивность отказов тепловых сетей	КотК тс	0,5	1,0	0,5	0,6	1,0	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	1,0	0,5	1,0
4.	кол-во повреждений, шт.		38	0	14	9	0	9	0	0	0	0	9	0	7	0
	протяженность сетей (двухтруб.), км.		10,26	0,15	9,90	9,51	0,10	6,10	0,04	0,005	0,44	0,13	1,80	0,46	2,35	0,05
	Показатель готовности к проведению восстановительных работ	Кгот	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Укомплектованность ремонтным персоналом и оперативным персоналом	Кп	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5.	Оснащенность машинами, специальными механизмами и оборудованием	Км	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Наличие основных материально-технических ресурсов	Ктр	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

	Укомплектованность передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ	Кист	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
6.	Количество показателей надежности системы по тепловым сетям		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	Общий показатель надежности тепловых сетей		0,57	0,54	0,58	0,62	0,54	0,55	0,64	0,84	0,64	0,64	0,54	0,64	0,55	0,72

		кот.Брусило-во ЭнергоАльянс	кот.ИнтЭК	Водоканал	Волжский пекарь	Вагонзавод	Дис-строй	КОМО	кот.ОКБ	Шишкова,97
1.	Соответствие пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей	Кб общ.	1	1	1	1	1	нет сетей	1	

2.	Уровень резервирования элементов тепловых сетей путем их кольцевания или устройства перемычек	Кр	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	нет сетей	0,2	
3.	Техническое состояние тепловых сетей	Кс	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	нет сетей	1,00	
	% ветхих сетей		н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
4.	Интенсивность отказов тепловых сетей	Котк тс	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	нет сетей	1,0	
	кол-во повреждений, шт.		н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
	протяженность сетей (двухтруб.), км.		1,49	0,21	2,04	0,10	7,40	0,19	1,37	
5.	Показатель готовности к проведению восстановительных работ	Кгот	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
	Укомплектованность ремонтным персоналом и оперативным персоналом	Кп	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
	Оснащенность машинами, специальными механизмами и оборудованием	Км	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
	Наличие основных материально-технических ресурсов	Ктр	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	
	Укомплектованность передвижными автономными источниками электропитания для	Кист	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.	

	ведения аварийно-восстановительных работ									
6.	Количество показателей надежности системы по тепловым сетям		н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.
	Общий показатель надежности тепловых сетей		н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	нет сетей	н.д.
		н.д.	нет сетей	н.д.						

Выводы по оценки надежности системы теплоснабжения:

38. Оценка надежности объединенной системы теплоснабжения

Теплоисточники объединенной системы теплоснабжения малонадежные, из за отсутствия резервного вида топлива у КЦ, ВК-1 и котельной Южная (так как Кт по системе менее 1). При реконструкции х-ва резервного топлива котельной Южная система будет высоконадежной.

Тепловые сети объединенной системы так же имеют оценку – малонадежные.

В целом система теплоснабжения малонадежная.

39. Оценка надежности систем теплоснабжения локальных котельных

Локальные котельные п.Химинститут, п.Сахарово, Мамулино, ХБК - малонадежные, из за отсутствия хозяйства резервного топлива и отсутствия резервирования тепловой мощности (при Кт менее 1, Ки более 0,5). Тепловые сети данных котельных имеют так же оценку – малонадежные. Система теплоснабжения данных локальных котельных малонадежная.

Локальные котельные , Керамический завод, УПК, Поликлиника №2, Школа №2, Школа 24, котельная ДРСУ-2, ПАТП-1 , Сахаровское шоссе, Школа №3 - ненадежные из за отсутствия хозяйства резервного топлива, резервного водоснабжения, отсутствия резервирования тепловой мощности (при Kv и Кт менее 1, Ки более 0,5). Тепловые сети данных котельных имеют оценку – малонадежные (за исключением поликлиника №2- надежные). Но так теплоисточники имеют оценку – ненадежные, система теплоснабжения данных локальных котельных – ненадежная.

Из-за отсутствия резервирования тепловой мощности, резервного электроснабжения, водоснабжения и хозяйств резервного топлива основная часть локальных котельных имеют оценку - ненадежные (котельная Б.Перемерки, Шишкова 97, ТКСМ-2, КОМО, ООО «Тверь Водо-канал», ОАО «Волжский пекарь», Котельная ГБУ «Центр кадастровой оценки», Котельная «Мамулино-2», ОАО «РЖД», ООО «ИНТЭК», ОАО «ТВЗ», Брусишово, ОАО "ЦентроСвармаш").

Котельные ООО «Лазурная» и ОАО «Водоканал – имеют статус надежных теплоисточников, так как у данных теплоисточников имеются резервное электроснабжение, водоснабжение и хозяйства резервного топлива, но из отсутствия резервирования тепловой мощности коэффициент КИ менее 1.

Для анализа надежности системы теплоснабжения произведем расчет существующей вероятности безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к самому удаленному потребителю.

Данный расчет выполнен по нормативно-технической документации и позволяет дать количественную оценку указанного параметра для дальнейшего сопоставления с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

В основу расчета вероятности безотказной работы системы P_{tc} положено понятие плотности потока отказов ω , $1/(км\cdot год)$. При этом сама вероятность отказа системы равна произведению плотности потока отказов на длину трубопровода (км) и времени наблюдения (год).

Вероятность безотказной работы $[P]$ определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega t}$$

Плотность потока отказов для участка тепловой сети с постоянным диаметром $d=const$ (в метрах):

$$\omega_j = a \cdot k_{cj} \cdot d_j^b \cdot \tau$$

a - эмпирический коэффициент, при отсутствии данных принимается равным $3 \cdot 10^{-5}$;

k_{cj} - коэффициент старения (утраты ресурса) j -го участка: $k_{cj} = 3 \cdot (n/30)^{2.6}$ при $n \leq 30$; $k_{cj} = 3 \cdot (n/30)^{1/2.6}$ при $n > 30$;

n - срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах), или $K_c = 3 \cdot I^{2.6}$

$I = n/n_0$, где

I - индекс утраты ресурса;

d_j - диаметр трубопровода j -го участка (в метрах),

b - эмпирический коэффициент, отражающий влияние диаметра на плотность потока отказов, и равный 0,208;

t - длительность отопительного периода в часах, для г. Твери равного 5664 ч.

n - срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

n_0 - расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

В связи с тем, что поток отказов элементов систем теплоснабжения составляет однородный процесс Пуассона, характеризуемый стационарностью, отсутствием последействия и ординарностью, плотности потоков отказа для каждого участка суммируются по всем авариям. Вычисляются величины, равные сумме плотностей потоков отказов по авариям.

Следующий этап вычислений - умножение полученных величин ω_j , на длину j -го участка 1 (в км) и на коэффициент интенсификации ремонтных работ m для расчета потоков отказа:

$$\omega_{jp} = (\omega_j")^{2,4} \cdot l_j \cdot m_p$$

В формуле значения коэффициента m равно: $m_p = 0,65$ - при вычислении вероятности безотказной работы.

Потоки отказов ω_{jp} , используемые для вычисления вероятности безотказной работы соответственно при достаточно большом объеме статистического материала, по предельной теореме Бернулли представляют собой частоту появления события в единицу времени (в течение года).

С помощью потока отказов ω_{jp} , вычисляется вероятность безотказной работы РТС для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года:

$$P = e^{-\omega}$$

Последовательным (основным) соединением элементов в смысле надежности называется такое соединение, при котором выход из строя хотя бы одного из них приводит к отказу всей системы, т.е. последовательная структура работоспособна, если все ее элементы работоспособны.

В производственной системе элементы физически могут быть соединены параллельно, однако с позиций надежности они могут быть соединяться как параллельно, так и последовательно.



Отказы элементов этой модели являются независимыми и несовместными событиями, которые приводят к полной потере работоспособности всей системы. Вероятность безотказной работы последовательной структуры будет определяться по теореме умножения вероятностей: вероятность произведения нескольких независимых событий равна произведению вероятностей этих событий.

$$P_c(t) = P_1(t)P_2(t) \cdots P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t)$$

где $P_i(t)$ - вероятность работы i -го элемента, n - число элементов.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ по указанному выше алгоритму и представляются в таблице 1.50.

Минимально допустимое значение этого показателя согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 равно 0,9.

Таблица 1.53 – Вероятность безотказной работы и готовность системы теплоснабжения

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jr}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
1	ОКЦ	TK 501-1	1997	0.5	10	1.0000	0.005	0.1
2	TK 501-1	501	1997	0.5	30	1.0000	0.016	0.3
3	501	TK 1	1997	0.5	55	0.9999	0.028	0.6
4	TK 1	TK 1a	1997	0.5	84.3	0.9999	0.044	1.0
5	TK 1a	TK 2	1997	0.5	151.8	0.9998	0.078	1.7
6	TK 2	TK 3	2000	0.5	165.8	0.9999	0.050	1.1
7	TK 3	TK 4	2000	0.5	129	0.9999	0.039	0.9
8	TK 4	TK 5	1999	0.5	129.8	0.9999	0.047	1.0
9	TK 5	TK 6	1999	0.5	130.4	0.9999	0.048	1.0
10	TK 6	TK 7	1999	0.5	128.4	0.9999	0.047	1.0
11	TK 7	TK 8	1998	0.5	223	0.9998	0.097	2.1
12	TK 8	TK 9	1998	0.5	230	0.9998	0.101	2.2
13	TK 9	TK 10	1998	0.5	122	0.9999	0.053	1.2
14	TK 10	TK 10a	1998	0.5	141.7	0.9999	0.062	1.4
15	TK 10a	TK 11	1998	0.5	54.1	0.9999	0.024	0.5
16	TK 11	TK 12	1998	0.5	142.5	0.9999	0.062	1.4
17	TK 12	TK 12a	1998	0.5	41.9	1.0000	0.018	0.4
18	TK 12a	TK 16	1989	0.5	46.9	0.9991	0.070	1.5
19	TK 16	TK 17	1989	0.5	94.6	0.9982	0.140	3.1
20	TK 17	TK 17a	1989	0.5	152	0.9972	0.225	5.0
21	TK 17a	TK 17a	1989	0.5	48.7	0.9991	0.072	1.6
22	TK 17a	p-709	1989	0.5	17	0.9997	0.025	0.6
23	p-709	TK 18	1989	0.4	100	0.9983	0.142	2.5
24	TK 18	TK 19	1989	0.4	96.7	0.9984	0.137	2.5
25	TK 19	TK 19a	1989	0.4	57.5	0.9990	0.081	1.5
26	TK 19a	TK 20	1964	0.3	44.2	0.9794	0.251	3.8
27	TK 20	TK 21	1964	0.3	73.3	0.9660	0.417	6.3
28	TK 21	TK 22	1964	0.3	85.4	0.9605	0.486	7.3
29	TK 22	TK 23	1964	0.3	59.5	0.9723	0.338	5.1
30	TK 23	TK 24	1964	0.3	16.8	0.9921	0.096	1.4
31	TK 24	TK 25	1964	0.3	17.4	0.9918	0.099	1.5
32	TK 25	TK 26	1990	0.2	105	0.9990	0.115	1.5
33	TK 26	ЦТП №7	1986	0.2	66	0.9984	0.110	1.4
34	ЦТП №7	TK-26-2	1986	0.3	27	0.9992	0.049	0.7
35	TK-26-2	TK-26-14	1984	0.2	45	0.9983	0.090	1.2
36	TK-26-14	TK 26-16	1984	0.15	17	0.9994	0.032	0.4

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
37	TK 26-16	p1260	1984	0.15	30	0.9990	0.057	0.7
38	p1260	p1259	1984	0.15	13	0.9996	0.025	0.3
39	p1259	p1296	1984	0.15	60	0.9980	0.113	1.4
40	p1296	TK 26-18	1984	0.15	10	0.9997	0.019	0.2
41	TK 26-18	p1663	1984	0.15	12	0.9996	0.023	0.3
42	p1663	p1249	1984	0.1	25	0.9993	0.043	0.4
43	p1249	p1661	1984	0.065	28	0.9994	0.044	0.3
44	p1661	TK 26-20	1984	0.1	30	0.9992	0.052	0.5
45	TK 26-20	p1249	1984	0.1	4	0.9999	0.007	0.1
46	p1249	наб. Иртыша д.31	1984	0.08	85	0.9979	0.141	1.0
ИТОГО:						0.846	-	71.9
1	ТЭЦ-3	TK-2-311	1990	1	1614	0.9677	2.476	99.0
2	TK-2-311	TK-2-312	1990	1	144	0.9971	0.221	8.8
3	TK-2-312	TK-2-312-A	1990	1	41.52	0.9992	0.064	2.5
4	TK-2-312-A	TK-2-313	1990	1	108.4 3	0.9978	0.166	6.7
5	TK-2-313	TK-2-314	1990	1	51.22	0.9990	0.079	3.1
6	TK-2-314	TK-2-315	1990	1	248.5	0.9950	0.381	15.2
7	TK-2-315	TK-2-316	1990	1	293.6	0.9941	0.450	18.0
8	TK-2-316	TK-2-317	1990	1	266.5	0.9946	0.409	16.4
9	TK-2-317	TK-2-318	1989	1	275.2	0.9927	0.472	18.9
10	TK-2-318	TK-2-319	1989	1	169	0.9955	0.290	11.6
11	TK-2-319	TK-2-320	1989	1	159.6	0.9958	0.273	10.9
12	TK-2-320	TK-2-321	1989	1	38.6	0.9990	0.066	2.6
13	TK-2-321	TK-2-322	1989	1	63	0.9983	0.108	4.3
14	TK-2-322	TK-2-323	1989	1	146.4	0.9961	0.251	10.0
15	TK-2-323	TK-2-324	1989	0.8	81	0.9981	0.132	5.3
16	TK-2-324	TK-2-325	1989	0.8	134	0.9968	0.219	8.8
17	TK-2-325	TK-2-325a	1989	0.8	150	0.9965	0.245	9.8
18	TK-2-325a	TK-2-326	1989	0.8	156.4	0.9963	0.256	10.2
19	TK-2-326	TK-514/2-327	1989	0.8	384	0.9909	0.628	25.1
20	TK-514/2-327	TK-2-328	1989	0.8	3.6	0.9999	0.006	0.2
21	TK-2-328	TK-2-329	1989	0.8	42	0.9990	0.069	2.7
22	TK-2-329	TK-2-330(514-4)	1989	0.8	63	0.9985	0.103	4.1
23	TK-2-330(514-4)	TK-2-331	1989	0.8	29.5	0.9993	0.048	1.9
24	TK-2-331	TK-2-332(514-6)	1989	0.8	40	0.9991	0.065	2.6
25	TK-2-332(514-6)	TK-2-333	1989	0.8	21	0.9995	0.034	1.4

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
26	TK-2-333	TK-2-334	1989	0.8	23.9	0.9994	0.039	1.6
27	TK-2-334	TK-2-335	1989	0.8	14.2	0.9997	0.023	0.9
28	TK-2-335	TK-2-336	1986	0.8	70.3	0.9965	0.156	6.2
29	TK-2-336	TK-2-337	1986	0.8	52.8	0.9974	0.117	4.7
30	TK-2-337	TK-2-338	1986	0.8	149.8	0.9926	0.333	13.3
31	TK-2-338	TK-2-340	1986	0.7	400	0.9817	0.864	25.1
32	TK-2-340	TK-2-341	1986	0.7	52.4	0.9976	0.113	3.3
33	TK-2-341	TK-2-342	1986	0.7	159.6	0.9926	0.345	10.0
34	TK-2-342	TK-2-342	1986	0.7	150.8	0.9931	0.326	9.5
35	TK-2-342	TK-2-343	1986	0.7	1	1.0000	0.002	0.1
36	TK-2-343	TK-98	1986	0.7	115.3	0.9947	0.249	7.2
37	TK-98	TK-97	1989	0.7	12.9	0.9997	0.021	0.6
38	TK-97	TK-95	1989	0.7	122.1	0.9973	0.194	5.6
39	TK-95	TK-94	1989	0.7	41.6	0.9991	0.066	1.9
40	TK-94	TK-92	1989	0.7	75	0.9983	0.119	3.5
41	TK-92	TK-91	1989	0.7	95.8	0.9979	0.152	4.4
42	TK-91	TK-90	1989	0.7	51.3	0.9989	0.082	2.4
43	TK-90	TK-89	1989	0.7	61.6	0.9986	0.098	2.8
44	TK-89	TK-88	1987	0.7	12.5	0.9995	0.024	0.7
45	TK-88	TK-86	1987	0.7	100	0.9964	0.196	5.7
46	TK-86	TK-85	1987	0.7	56	0.9980	0.110	3.2
47	TK-85	TK-84	1987	0.7	51.5	0.9981	0.101	2.9
48	TK-84	TK-83	1987	0.7	63.3	0.9977	0.124	3.6
49	TK-83	TK-81	1987	0.7	96	0.9965	0.188	5.5
50	TK-81	TK-79	1987	0.7	111.1	0.9959	0.218	6.3
51	TK-79	TK-76	1987	0.7	173.7	0.9937	0.340	9.9
52	TK-76	TK-75	1987	0.7	89.5	0.9967	0.175	5.1
53	TK-75	TK-74-A	1987	0.7	68.1	0.9975	0.133	3.9
54	TK-74-A	TK-74	1987	0.7	20	0.9993	0.039	1.1
ИТОГО:						0.818	-	451
1	BK-2	TK-163	2001	0.5	10	1.0000	0.002	0.1
2	TK-163	TK-366	2001	0.5	75	1.0000	0.018	0.4
3	TK-366	TK-367	1977	0.7	15	0.9965	0.063	1.8
4	TK-367	TK-368	1977	0.7	40	0.9908	0.169	4.9
5	TK-368	TK-369(166-1)	1977	0.7	29	0.9933	0.122	3.5
6	TK-369(166-1)	TK-170	1977	0.5	124	0.9761	0.488	10.7
7	TK-170	TK-171	1977	0.5	54.3	0.9895	0.214	4.7

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
8	TK-171	TK-172	1977	0.5	127.8	0.9754	0.503	11.1
9	TK-172	TK-173	1977	0.5	114.1	0.9780	0.449	9.9
10	TK-173	TK-174	1977	0.5	149.6	0.9713	0.589	12.9
11	TK-174	TK-175	1977	0.5	71.1	0.9862	0.280	6.2
12	TK-175	TK-176	1977	0.5	100.3	0.9807	0.395	8.7
13	TK-176	TK-177	1977	0.5	71	0.9863	0.279	6.1
14	TK-177	TK-221/178	1977	0.5	159	0.9695	0.626	13.8
15	TK-221/178	TK-222	1975	0.4	87.7	0.9809	0.363	6.5
16	TK-222	TK-223	1975	0.4	184.3	0.9603	0.762	13.7
17	TK-223	TK-223a	1975	0.4	97	0.9789	0.401	7.2
18	TK-223a	TK-224	1975	0.4	89.8	0.9805	0.371	6.7
19	TK-224	TK-225	1975	0.4	116.9	0.9746	0.484	8.7
20	TK-225	TK-226	1975	0.4	63.5	0.9861	0.263	4.7
21	TK-226	TK-227	1990	0.5	153.1	0.9978	0.203	4.5
22	TK-227	TK-228	1990	0.5	146.5	0.9979	0.195	4.3
23	TK-228	TK-229	1990	0.5	126.2	0.9982	0.168	3.7
24	TK-229	TK-230	1965	0.4	57.5	0.9711	0.338	6.1

ИТОГО:

0.681

-

161

1	ТЭЦ-1	TK-200	1992	0.5	248	0.9980	0.260	5.7
2	TK-200	TK-200a	1992	0.5	289.2	0.9976	0.303	6.7
3	TK-200a	TK-200б	1992	0.5	79.2	0.9994	0.083	1.8
4	TK-200б	TK-201	1992	0.5	95	0.9992	0.100	2.2
5	TK-201	TK-202	1991	0.5	77.1	0.9992	0.091	2.0
6	TK-202	TK-203	1991	0.5	95.9	0.9990	0.113	2.5
7	TK-203	TK-204	1991	0.5	72.8	0.9992	0.086	1.9
8	TK-204	TK-205	1991	0.5	67.3	0.9993	0.080	1.8
9	TK-205	TK-205б	1991	0.5	94.5	0.9990	0.112	2.5
10	TK-205б	TK-205a	1991	0.5	92.3	0.9990	0.109	2.4
11	TK-205a	TK-206	1991	0.5	108	0.9988	0.128	2.8
12	TK-206	TK-207	1991	0.5	194.1	0.9979	0.230	5.1
13	TK-207	TK-208/280	1991	0.5	35	0.9996	0.041	0.9
14	TK-208/280	TK-280	1991	0.5	5	0.9999	0.006	0.1
15	TK-280	TK-279	1977	0.4	103.3	0.9822	0.388	7.0
16	TK-279	TK-278	1977	0.4	120.6	0.9792	0.453	8.2
17	TK-278	TK-277	1985	0.5	100.5	0.9951	0.223	4.9
18	TK-277	TK-276	1985	0.5	56.5	0.9972	0.125	2.8
19	TK-276	TK-275/215a	1985	0.5	134.8	0.9934	0.299	6.6

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
20	TK-275/215a	TK-274	1987	0.4	94.4	0.9974	0.165	3.0
21	TK-274	TK-273	1987	0.5	121.9	0.9962	0.223	4.9
22	TK-273	TK-272	1987	0.5	125.2	0.9961	0.229	5.0
23	TK-272	TK-271	1987	0.5	124.4	0.9962	0.227	5.0
24	TK-271	TK-270	1987	0.5	115.7	0.9964	0.211	4.6
25	TK-270	TK-268	1987	0.5	78	0.9976	0.142	3.1
26	TK-268	TK-267	1987	0.5	145.2	0.9955	0.265	5.8
ИТОГО:						0.911	-	99
1	BK-1	TK-244б	1971	0.517	77.8	0.9718	0.399	8.778
2	TK-244б	TK-244в	1971	0.517	93.4	0.9662	0.479	10.538
3	TK-244в	TK-244а	1971	0.517	87.6	0.9683	0.449	9.884
4	TK-244а	TK-244	1971	0.517	22	0.9919	0.113	2.482
5	TK-244	TK-243	1965	0.414	109	0.9450	0.645	11.609
6	TK-243	TK-242	1965	0.414	40	0.9795	0.237	4.260
7	TK-242	TK-241	1965	0.414	82.3	0.9582	0.487	8.765
8	TK-241	TK-240	1965	0.414	154.5	0.9230	0.914	16.455
9	TK-240	TK-239	1965	0.414	95	0.9519	0.562	10.118
10	TK-239	TK-238	1965	0.414	139.3	0.9303	0.824	14.836
11	TK-238	TK-237а	1965	0.414	104	0.9475	0.615	11.076
12	TK-237а	TK-237	1965	0.414	105.3	0.9468	0.623	11.215
13	TK-237	TK-236	1965	0.414	179.9	0.9109	1.064	19.160
14	TK-236	TK-235	1965	0.414	28.5	0.9853	0.169	3.035
15	TK-235	TK-234	1965	0.414	50.5	0.9741	0.299	5.378
16	TK-234	TK-233-А	1965	0.414	91.1	0.9538	0.539	9.703
17	TK-233-А	TK-233	1965	0.414	67.2	0.9657	0.398	7.157
18	TK-233	TK-232	1965	0.414	95	0.9519	0.562	10.118
19	TK-232	TK-232а	1965	0.414	60	0.9694	0.355	6.390
20	TK-232а	TK-231	1965	0.414	100	0.9494	0.592	10.650
21	TK-231	TK-230а	1965	0.414	33.2	0.9829	0.196	3.536
ИТОГО:						0.407	-	195
1	BK-1	TK-244б	1971	0.517	77.8	0.9718	0.399	8.8
2	TK-244б	TK-244в	1971	0.517	93.4	0.9662	0.479	10.5
3	TK-244в	TK-244а	1971	0.517	87.6	0.9683	0.449	9.9
4	TK-244а	TK-244	1971	0.517	22	0.9919	0.113	2.5
5	TK-244	TK-245	1966	0.517	126.4	0.9338	0.762	16.8
6	TK-245	TK-246	1967	0.517	69.5	0.9655	0.407	8.9
7	TK-246	TK-247	1967	0.517	76	0.9624	0.445	9.8

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
8	TK-247	TK-248	1967	0.517	30	0.9850	0.176	3.9
9	TK-248	TK-249	1967	0.517	46	0.9770	0.269	5.9
10	TK-249	TK-250	1967	0.517	76	0.9624	0.445	9.8
11	TK-250	TK-251	1967	0.517	87.5	0.9568	0.512	11.3
12	TK-251	TK-252	1967	0.517	63.5	0.9685	0.371	8.2
13	TK-252	TK-253	1967	0.309	100	0.9617	0.526	7.9
14	TK-253	TK-254	1967	0.309	109.5	0.9581	0.576	8.6
15	TK-254	TK-254-1Б	1967	0.309	105	0.9598	0.552	8.3
16	TK-254-1Б	TK-254-1А	1967	0.309	62	0.9761	0.326	4.9
17	TK-254-1А	TK-254-1	1967	0.309	62	0.9761	0.326	4.9
18	TK-254-1	TK-254-8А	1967	0.309	94	0.9640	0.494	7.4
19	TK-254-8А	TK-254-8	1967	0.309	95	0.9636	0.499	7.5
20	TK-254-8	TK-254-13	1967	0.309	102	0.9610	0.536	8.0
21	TK-254-13	TK-254-14	1967	0.309	90	0.9655	0.473	7.1
22	TK-254-14	TK-254-15	1967	0.309	95	0.9636	0.499	7.5
23	TK-254-15	TK-254-16	1967	0.309	24	0.9907	0.126	1.9
24	TK-254-16	TK-254-17	1967	0.309	55	0.9788	0.289	4.3
25	TK-254-17	TK-254-18	1967	0.309	62.5	0.9759	0.329	4.9
26	TK-254-18	TK-254-19	1967	0.309	112	0.9572	0.589	8.8
27	TK-254-19	TK-254-20	1967	0.309	76	0.9708	0.399	6.0
ИТОГО:						0.413	-	198
1	Южная	TK-820	1989	1	349.5	0.9908	0.599	23.953
2	TK-820	TK-819-А	1972	0.517	25	0.9866	0.150	3.306
3	TK-819-А	TK-819-Б	1977	0.414	13	0.9977	0.049	0.885
4	TK-819-Б	p2728	1977	0.414	220.6	0.9616	0.834	15.021
5	p2728	ЦТП №100	1977	0.414	1	0.9998	0.004	0.068
6	ЦТП №100	p1074	1977	0.414	1	0.9998	0.004	0.068
7	p1074	p843	1977	0.517	95.3	0.9813	0.378	8.306
8	p843	TK-20В	1977	0.517	23	0.9955	0.091	2.005
9	TK-20В	TK-19В	1977	0.517	102	0.9800	0.404	8.890
10	TK-19В	TK-18В	1994	0.517	152.6	0.9993	0.124	2.732
11	TK-18В	TK-2Д	1994	0.517	86.5	0.9996	0.070	1.549
12	TK-2Д	TK-3Д	1994	0.517	70.5	0.9997	0.057	1.262
13	TK-3Д	TK-4Д	1994	0.517	92.3	0.9996	0.075	1.652
14	TK-4Д	TK-5Д	1994	0.517	107	0.9995	0.087	1.915
15	TK-5Д	TK-6Д	1994	0.517	124.5	0.9994	0.101	2.229
16	TK-6Д	TK-7Д	1994	0.517	238.4	0.9989	0.194	4.268

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
17	TK-7Д	TK-8Д/7Б-6	1994	0.517	121	0.9995	0.098	2.166
18	TK-8Д/7Б-6	TK-9Д	1999	0.517	85	0.9999	0.031	0.688
19	TK-9Д	TK-10Д	1999	0.517	70	1.0000	0.026	0.566
20	TK-10Д	TK-11Д	1999	0.517	88	0.9999	0.032	0.712
21	TK-11Д	TK-12Д	1999	0.517	13.6	1.0000	0.005	0.110
22	TK-12Д	TK-13Д	2000	0.517	15	1.0000	0.005	0.100
23	TK-13Д	TK-14Д	2000	0.517	37	1.0000	0.011	0.247
24	TK-14Д	TK-15Д	2000	0.517	74.4	1.0000	0.023	0.497
25	TK-15Д	TK-16Д	2000	0.517	45.2	1.0000	0.014	0.302
26	TK-16Д	TK-17Д	2000	0.517	98.8	1.0000	0.030	0.659
27	TK-17Д	TK-921	2000	0.517	53.9	1.0000	0.016	0.360
28	TK-921	p2674	1989	0.517	25	0.9995	0.037	0.822
29	p2674	TK-920	1989	0.517	1	1.0000	0.001	0.033
30	TK-920	TK-919a	1989	0.517	184.7	0.9965	0.276	6.070
31	TK-919a	TK-919	1989	0.517	39	0.9993	0.058	1.282
32	TK-919	TK-918	1989	0.517	73.5	0.9986	0.110	2.415
33	TK-918	TK-917a	1989	0.517	98	0.9981	0.146	3.220
34	TK-917a	TK-917	1989	0.517	101	0.9981	0.151	3.319
35	TK-917	TK-916	1989	0.517	63.4	0.9988	0.095	2.083
36	TK-916	TK-916a	1989	0.517	13.2	0.9997	0.020	0.434
37	TK-916a	TK-915	1989	0.517	50	0.9990	0.075	1.643
38	TK-915	TK-914/24Б	1989	0.517	88	0.9983	0.131	2.892
39	TK-914/24Б	TK-913a	1989	0.517	93.2	0.9982	0.139	3.063
40	TK-913a	TK-913	1989	0.517	1	1.0000	0.001	0.033
41	TK-913	TK-913	1989	0.517	113	0.9978	0.169	3.713
42	TK-913	TK-912a	1973	0.517	36	0.9890	0.171	3.763
ИТОГО:						0.893	-	85
1	ТЭЦ-4	TK-ТЭЦ-4	2000	0.804	1	1.0000	0.000	0.013
2	TK-ТЭЦ-4	p2244	2000	0.804	143	0.9999	0.048	1.902
3	p2244	TK-700	2000	0.804	420	0.9998	0.140	5.587
4	TK-700	TK-701	2000	0.804	30.9	1.0000	0.010	0.411
5	TK-701	TK-702	2000	0.804	21.1	1.0000	0.007	0.281
6	TK-702	TK-703	2000	0.804	28	1.0000	0.009	0.372
7	TK-703	TK-704	1998	0.804	16.2	1.0000	0.008	0.313
8	TK-704	TK-705	1998	0.804	110	0.9999	0.053	2.123
9	TK-705	TK-706	1998	0.804	11.4	1.0000	0.005	0.220
10	TK-706	p2283	1998	0.804	230	0.9997	0.111	4.438

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
11	p2283	TK-707	1998	0.804	219	0.9997	0.106	4.226
12	TK-707	p2282	1998	0.804	250	0.9997	0.121	4.824
13	p2282	TK-801/708	1998	0.804	100	0.9999	0.048	1.930
14	TK-801/708	TK-709	2003	0.804	270	1.0000	0.045	1.816
15	TK-709	TK-15A	1965	0.804	54.7	0.9612	0.372	14.863
16	TK-15A	TK-711/16A	1965	0.804	60	0.9576	0.408	16.303
17	TK-711/16A	TK-17A	1965	0.804	75	0.9473	0.509	20.378
18	TK-17A	TK-714	1965	0.616	700	0.6422	4.499	116.966
19	TK-714	TK-715	1965	0.616	190	0.8868	1.221	31.748
20	TK-715	TK-716	1965	0.616	159	0.9043	1.022	26.568
21	TK-716	TK-717	1965	0.616	299	0.8277	1.922	49.961
22	TK-717	TK-717-1	1965	0.616	148.4	0.9104	0.954	24.797
23	TK-717-1	TK-718	1965	0.616	94.2	0.9422	0.605	15.740
24	TK-718	TK-400/719	1965	0.616	79	0.9513	0.508	13.200
25	TK-400/719	TK-400-1	1965	0.706	38.1	0.9745	0.252	7.305
26	TK-400-1	TK-400-3	1965	0.706	43.9	0.9707	0.290	8.417
27	TK-400-3	TK-401	1965	0.706	83.5	0.9450	0.552	16.010
28	TK-401	TK-402	1965	0.706	52.1	0.9653	0.344	9.990
29	TK-402	TK-403	1965	0.706	162.9	0.8956	1.077	31.234
30	TK-403	TK-404	1965	0.706	148.4	0.9044	0.981	28.454
31	TK-404	TK-404-1	1965	0.706	32.1	0.9785	0.212	6.155
ИТОГО:						0.2071	-	467
1	пос. Сахарово	TK- 1	1961	0.309	53.80	0.9696	0.332	4.977
2	TK- 1	TK- 2	1961	0.309	72.50	0.9593	0.447	6.707
3	TK- 2	TK- 3	1961	0.309	19.12	0.9891	0.118	1.769
4	TK- 3	TK- 14	1961	0.259	62.88	0.9676	0.374	5.607
5	TK- 14	TK- 20	1961	0.259	65.12	0.9664	0.387	5.807
6	TK- 20	TK- 21	1961	0.259	32.02	0.9833	0.190	2.855
7	TK- 21	TK- 23	1963	0.259	63.72	0.9707	0.361	5.409
8	TK- 23	TK-23A	1983	0.259	18.80	0.9990	0.043	0.652
9	TK-23A	TK- 31	1983	0.259	17.27	0.9991	0.040	0.599
10	TK- 31	TK-31a	1983	0.207	41.80	0.9980	0.092	1.199
11	TK-31a	TK- 32	1983	0.207	95.57	0.9954	0.211	2.740
12	TK- 32	TK- 33	1983	0.150	199.1	0.9918	0.411	4.928
13	TK- 33	TK- 34	1983	0.150	23.14	0.9990	0.048	0.573
14	TK- 34	ЦТП	1983	0.150	16.75	0.9993	0.035	0.415
15	ЦТП	TK-35a	1960	0.207	20.44	0.9899	0.119	1.543

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
16	TK-35a	TK- 35	1960	0.207	55.56	0.9728	0.323	4.195
17	TK- 35	TK- 39	1983	0.207	45.89	0.9978	0.101	1.316
18	TK- 39	TK- 40	1983	0.207	56.28	0.9973	0.124	1.614
19	TK- 40	TK- 41	1983	0.207	43.72	0.9979	0.096	1.254
20	TK- 41	TK- 42	1983	0.207	11.81	0.9994	0.026	0.339
21	TK- 42	TK- 43	1983	0.150	121.9	0.9950	0.252	3.019
22	TK- 43	TK- 44	1983	0.150	22.62	0.9991	0.047	0.560
23	TK- 44	TK- 45	1983	0.125	76.67	0.9971	0.152	1.827
24	TK- 45	TK- 46	1983	0.082	110.4	0.9966	0.201	1.406
ИТОГО:						0.7704	-	54
1	ХБК	TK-1	1961	0.259	16.82	0.9912	0.100	1.500
2	TK-1	TK-2	1961	0.259	31.23	0.9838	0.186	2.785
3	TK-2	TK-17	1961	0.259	63.26	0.9674	0.376	5.641
4	TK-17	TK-19	1961	0.259	36.64	0.9810	0.218	3.267
5	TK-19	TK-20	1961	0.259	52.06	0.9731	0.309	4.642
6	TK-20	TK-21	1961	0.259	49.93	0.9741	0.297	4.452
7	TK-21	TK-22	1960	0.207	42.06	0.9794	0.244	3.176
8	TK-22	TK-23	1960	0.207	32.46	0.9840	0.189	2.451
9	TK-23	TK-24	1960	0.207	15.45	0.9924	0.090	1.166
10	TK-24	TK-5 г	1960	0.207	7.7	0.9962	0.045	0.581
11	TK-5 г	TK-25	1982	0.207	60.7	0.9964	0.145	1.888
12	TK-25	TK-26	1982	0.207	20.01	0.9988	0.048	0.622
13	TK-26	TK-54	1982	0.207	56.03	0.9967	0.134	1.743
14	TK-54	TK-55	1982	0.15	55.28	0.9972	0.124	1.484
15	TK-55	TK-58	1982	0.15	109.7	0.9945	0.246	2.947
ИТОГО:						0.8221	-	38
1	Сахаровское шоссе	TK-7т	2001	0.1	10.72	1.000	0.002	0.023
2	TK-7т	TK-2т	2001	0.207	107.1 1	1.000	0.022	0.262
3	TK-2т	TK-4т	1995	0.15	52.83	1.000	0.029	0.347
4	TK-4т	ЦТП-Сах. шоссе	2005	0.15	64.17	1.000	0.004	0.051
5	ЦТП-Сах. шоссе	p1-ЦТП-Сах. шоссе	2004	0.082	4.99	1.000	0.000	0.003
6	p1-ЦТП-Сах. шоссе	p2-ЦТП-Сах. шоссе	2004	0.082	34.34	1.000	0.003	0.019
7	p2-ЦТП-Сах. шоссе	TK-5т	2004	0.1	42.78	1.000	0.004	0.043
8	TK-5т	TK-6т	2004	0.1	170.6 1	1.000	0.014	0.170
9	TK-6т	TK-6т-1	2004	0.05	50.80	1.000	0.004	0.026

№ п/п	Начало участ- ка	Конец участка	Год ввода в эксплуата- цию	Диа- метр	Дли- на	Вероят- ность без- отказной работы	Поток отка- зов ω_{jp}	t_3 для расче- та коэффи- циента го- товности
10	TK-6т-1	TK-6т-3	2004	0.05	88.57	1.000	0.006	0.044
11	TK-6т-3	TK-6т-4	2004	0.033	28.57	1.000	0.002	0.013
12	TK-6т-4	ID 30495	2004	0.027	51.77	1.000	0.003	0.023
ИТОГО:						0.9999	-	1.02
1	ДРСУ	ТУ-1б	1961	0.207	5.00	0.9977	0.028	0.369
2	ТУ-1б	ТУ-1а	1961	0.207	17.51	0.9918	0.099	1.292
3	ТУ-1а	ТУ-1	1961	0.259	101.2 4	0.9483	0.602	7.824
4	ТУ-1	TK-3	1961	0.15	53.66	0.9788	0.285	3.417
5	TK-3	TK-4	1961	0.082	37.02	0.9891	0.173	1.213
6	TK-4	TK-5	2005	0.082	29.17	1.000	0.002	0.012
7	TK-5	TK-6	1988	0.1	82.25	0.9993	0.085	0.598
8	TK-6	TK-7	1979	0.1	48.68	0.9967	0.123	0.859
9	TK-7	ID 27605	1961	0.05	12.88	0.9970	0.054	0.326
ИТОГО:						0.000	-	15.540

1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

При сопоставлении результатов расчета вероятности безотказной работы и готовности системы теплоснабжения с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (см. таблицу 1.53) следует, что система теплоснабжения в следствии продолжающегося накопления сверхнормативного износа, вызванное недостаточно необходимой валовой выручки работоспособно в течении 3-5 лет. Состояние сверхизношенности устро ставит вопрос перед собственниками о незамедлительной глубокой реконструкции и модернизации систем теплоснабжения.

В случае бездеятельности собственников в любой момент может произойти массовые откazy ЦСТ и дальнейшее окончательное саморазрушение системы теплоснабжения.

Вопрос реконструкции и модернизации требует объединения компетенции ресурсов частных собственников, органов местных самоуправлений г. Твери и Правительства Тверской области в формате Государственного частного партнерства /ГЧП/. А также распределения рисков и ответственности между участниками ГЧП.

1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Для анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений использованы значения показателей СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и произведен расчет коэффициента готовности СЦТ.

Данный расчет выполнен по нормативно-технической документации и позволяет дать количественную оценку указанного параметра для дальнейшего сопоставления с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

Коэффициент готовности системы теплоснабжения определяется по формуле:

$$K_r = \frac{5232 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4}{5232}$$

где z_1 - число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

z_2 - число часов ожидания неготовности источника тепловой энергии. Допускается принимать по среднестатистическим данным $z_2 \leq 50$ часов;

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{06} + z_{впу} + z_{тcb} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хов} + z_{эл}$$

где z_{06} - основного энергооборудования;

$z_{впу}$ - водоподогревательной установки;

$z_{тcb}$ - тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$ - тракта паропроводов;

$z_{топ}$ - топливообеспечения;

$z_{хов}$, - водоприготовительной установки и группы подпитки;

$z_{эл}$ - электроснабжения.

z_3 - число часов ожидания неготовности тепловых сетей, рассчитывающееся по формуле:

$$z_3 = t_{в} \cdot \omega_{jE}$$

где $t_{в}$ - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра d_j (см. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

$$\omega_{jE} = \omega_j'' \cdot m_E$$

В формуле значения коэффициента m равны соответственно: $m_E = 6,5$, где m_E используется при вычислении коэффициента готовности.

Потоки отказов ω_{jE} , используемые для вычисления коэффициента готовности при достаточно большом объеме статистического материала, по предельной теореме Бернулли представляют собой частоту появления события в единицу времени (в течение года).

Расчеты показателей надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ по указанному выше алгоритму и представляются в табличной форме.

z_4 - число часов ожидания неготовности абонента. Допускается принимать посреднестатистическим данным $z_4 \leq 10$ часов.

Нормативный (минимально допустимый) показатель готовности систем теплоснабжения к исправной работе:

$$K_{\Gamma(\text{НОРМ})} = \frac{n_{\text{год}} - z_{\text{год}}}{n_{\text{год}}} = \frac{5232 - 157}{5232} = 0,97$$

$z_{\text{год}}$ - число часов неготовности СЦТ к исправной работе при нормативном (минимальном) значении K_{Γ} (норм) = 0,97 принимается:

$$z_{\text{год}} = z_1 + z_2 + z_3 + z_4 \cong 157 \text{ часа}$$

С помощью показателя готовности при проектировании рекомендуется определять:

- радиус надежного (качественного) теплоснабжения;
- достаточность установленной тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного (штатного) функционирования СЦТ;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при не-расчетных похолоданиях;
- максимально допустимое число часов неготовности источника тепловой энергии в течение отопительного сезона;
- температуру наружного воздуха, при которой обеспечивается заданная внутренняя температура у абонента.
- необходимость утепления зданий.

Для расчета готовности системы теплоснабжения имеем следующие исходные данные по потребителям, представленные в таблице 1.54.

Таблица 1.54 - Исходные данные по потребителям

Источник	z_1	$z_{\text{об}}$	$z_{\text{впу}}$	z_{TCB}	$z_{\text{топ}}$	$z_{\text{ХВО}}$	$z_{\text{эл}}$	z_3	z_4	K_{Γ}
ТЭЦ-1	20	5	5	5	5	5	5	99	10	0,97
ТЭЦ-3	20	5	5	5	5	5	5	451	10	0,9
ТЭЦ-4	20	5	5	5	5	5	5	467	10	0,9
ВК-1	20	5	5	5	5	5	5	195	10	0,95
ВК-2	20	5	5	5	5	5	5	161	10	0,96
КЦ	20	5	5	5	5	5	5	72	10	0,975
ВК «Южная»	20	5	5	5	5	5	5	85	10	0,97
ВК «Сахарово»	20	5	5	5	5	5	5	54	10	0,98
ВК «ХБК»	20	5	5	5	5	5	5	38	10	0,98
ВК «Мамулино-2»	20	5	5	5	5	5	5	7.14	10	0,988
ВК «ДРСУ-2»	20	5	5	5	5	5	5	15.91	10	0,98
ВК «Сахаровское ш.»	20	5	5	5	5	5	5	1.02	10	0,99
ВК «Химинститут»	20	5	5	5	5	5	5	117.36	10	0,97
ВК «Лазурная»	20	5	5	5	5	5	5	134	10	0,964

Минимально допустимое значение этого показателя согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 равно 0,97.

1.9.4. Живучесть систем теплоснабжения

Живучесть (тепловых сетей) [Ж]: это способность тепловых сетей системы теплоснабжения сохранять работоспособность в экстремальных условиях (нерасчётное длительное похолодание, крупное технологическое нарушение или авария на источнике теплоснабжения с прекращением циркуляции теплоносителя и т.п.), возможных в период эксплуатации.

Живучесть системы закладывается при проектировании СЦТ и должна соответствовать СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

С этой целью предусматриваются следующие способы резервирования:

- применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень готовности энергетического оборудования;
- установка на источнике тепловой энергии необходимого резервного оборудования;
- организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую систему транспортирования теплоты;
- резервирование тепловых сетей смежных районов;
- устройство резервных насосных и трубопроводных связей;
- установка баков-аккумуляторов.

При подземной прокладке тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальной прокладке величина подачи теплоты (%) для обеспечения внутренней температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12 °С в течение ремонтно-восстановительного периода после отказа должна приниматься по нижеприведенной таблице 1.55.

Таблица 1.55 - Температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12 °С в течение ремонтно-восстановительного периода после отказа

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_0 , °С				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	до 54	71	79	83	82	85

При этом участки надземной прокладки протяженностью до 5 км допускается не резервировать, кроме трубопроводов диаметром более 1200 мм в районах с расчетными температурами воздуха для проектирования отопления ниже минус 40 °С.

Резервирование подачи теплоты по тепловым сетям, прокладываемым в тоннелях и проходных каналах, допускается не предусматривать.

Для потребителей первой категории следует предусматривать установку местных резервных источников теплоты (стационарных или передвижных). Допускается предусматривать резервирование, обеспечивающее при отказах 100% подачу теплоты от других тепловых сетей.

Для резервирования теплоснабжения промышленных предприятий допускается предусматривать местные источники теплоты.

Таким образом, живучесть СЦТ - это минимальная подача теплоты по теплопроводам, расположенным в неотапливаемых помещениях и снаружи, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п., должна быть достаточной для поддержания температуры воды в течение всего ремонтно-восстановительного периода после отказа не ниже 3 °С.

Мероприятия по обеспечению живучести элементов систем теплоснабжения:

- организация локальной циркуляции сетевой воды в тепловых сетях до и после ЦТП;
- спуск сетевой воды из систем теплоиспользования у потребителей, распределительных тепловых сетей, транзитных и магистральных теплопроводов;
- прогрев и заполнение тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей во время и после окончания ремонтно-восстановительных работ;
- проверка запаса прочности элементов тепловых сетей и компенсирующих устройств;
- временное использование, при возможности, передвижных источников теплоты.

При анализе СЦТ по составленной электронной карте и с использованием программного комплекса ГИС ZULU, были смоделированы возможные аварийные ситуации. В результате проведенных работ подтвердилась живучесть системы с обеспечением допустимого снижения тепловой энергии.

Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"

В данном разделе показатели финансово-хозяйственной деятельности рассматриваются для работающих на единую сеть теплоснабжающих организаций ООО «Тверская генерация».

ООО «Тверская генерация» осуществляет:

1. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на источнике с установленной генерирующей мощностью менее 25 МВт (Тверская ТЭЦ-1);

2. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на источнике с установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более (Тверская ТЭЦ-3, ТЭЦ-4);

3. Некомбинированное производство тепловой энергии на источниках (собственных и арендованных):

Котельный цех;

Водогрейная котельная № 1;

Водогрейная котельная № 2;

Котельная Химинститута;

Котельная Б.Перемерки, д.20;

Котельная пгт «Сахарово»;

Котельная п. Мамулино;

Котельная Керамического завода;

Котельная м-на Южный;

Котельная ХБК;

Котельная Учебно-производственный комбинат;

Котельная Поликлиника;

Котельная Школа № 2;

Котельная Школа № 24;

Котельная ДРСУ-2;

Котельная ПАТП-1;

Котельная Сахаровское шоссе, д. 16;

Котельная Школа № 3.

4. Покупку тепловой энергии от сторонних тепловых источников (котельных) ЗАО «ТКСМ-2», ООО «Лазурная».

5. Передачу тепловой энергии по тепловым сетям, эксплуатируемым на правах собственности и аренды;

6. Сбыт тепловой энергии потребителям, в том числе населению.

Суммарная установленная мощность источников электрической энергии составляет 269 МВт, суммарная установленная мощность источников тепловой энергии – 2 099,4 Гкал/ч.

Тепловая энергия с теплоносителем «вода» отпускается ООО «Тверская генерация» из тепловых сетей; тепловая энергия с теплоносителем «пар» отпускается как из тепловых сетей, так и с коллекторов энергоисточников.

В таблице 1.56 представлены основные технико-экономические показатели котельных ООО «Тверская генерация».

Таблица 1.56 - Информация об основных технико-экономических показателях ООО «Тверская генерация» за 2017 год (факт)

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс. руб.	3 552 382
1.1	Производство тепловой энергии	тыс. руб.	2 128 908
1.2	Передача тепловой энергии	тыс. руб.	1 266 859
1.3	Производство теплоносителя	тыс. руб.	55 776
1.4	Горячее водоснабжение по закрытой схеме	тыс. руб.	68 092
1.5	Подключение к тепловым сетям	тыс. руб.	32 747
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	4 022 796
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	192 318
2.2	Расходы на топливо	тыс. руб.	2 111 667
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	125 721
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	3,31
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	37 951,668
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	151 434
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	27 099
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	395 400
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	120 806
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	122 639
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	35 215
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	199 411
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	86 258
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб.	0
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс. руб.	0
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	230 190
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб.	224 638

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
2.15.1	Водоотведение	тыс. руб.	5 312
2.15.2	Материалы (кроме материалов на ремонт)	тыс. руб.	38 139
2.15.3	Услуги производственного характера (кроме ремонтов)	тыс. руб.	26 051
2.15.4	Страхование	тыс. руб.	1 337
2.15.5	Налоги	тыс. руб.	26 306
2.15.6	Охрана	тыс. руб.	21 719
2.15.7	Прочие	тыс. руб.	49 857
2.15.8	Резерв на оплату отпусков	тыс. руб.	55 917
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-470 414
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс. руб.	0
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс. руб.	0
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс. руб.	0
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс. руб.	0
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		https://tvgen.ru/doc/link/d82b237d3cb9a71c959422c8f94a4f01.pdf
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	1959,0
8.1	Тверская ТЭЦ-1	Гкал/ч	141,0
8.2	Тверская ТЭЦ-3	Гкал/ч	694,0
8.3	Тверская ТЭЦ-4	Гкал/ч	620,0
8.4	Водогрейная котельная №1	Гкал/ч	100,0
8.5	Водогрейная котельная №2	Гкал/ч	60,0
8.6	Котельный цех	Гкал/ч	87,0
8.7	Котельная Химинститута	Гкал/ч	60,0
8.8	Котельная Б.Перемерки	Гкал/ч	0,3
8.9	Котельная пгт Сахарово	Гкал/ч	14,0
8.10	Котельная Мамулино	Гкал/ч	12,0
8.11	Котельная Керамического завода	Гкал/ч	0,4
8.12	Котельная Южная	Гкал/ч	145,8
8.13	Котельная ХБК	Гкал/ч	7,5
8.14	Котельная ДРСУ-2	Гкал/ч	3,3
8.15	Котельная Сахаровское шоссе, 16	Гкал/ч	3,7
8.16	Котельная ПАТП-1	Гкал/ч	6,8
8.17	Котельная Поликлиника №2	Гкал/ч	0,3

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
8.18	Котельная УПК	Гкал/ч	0,3
8.19	Котельная Школа №2	Гкал/ч	1,5
8.20	Котельная Школа №24	Гкал/ч	0,3
8.21	Котельная Школа №3	Гкал/ч	0,8
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	1 817,9
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	3 400,560
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	136,661
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	2 381,480
12.1	Определенном по приборам учета	тыс. Гкал	1 248,848
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	1 132,632
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	ккал/ч*мес.	0,0
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	1 142,743
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	1 198,0
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	297,0
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	143,8
17.1	Тверская ТЭЦ-1	кг у.т./Гкал	172,4
17.2	Тверская ТЭЦ-3	кг у.т./Гкал	136,5
17.3	Тверская ТЭЦ-4	кг у.т./Гкал	140,8
17.4	Водогрейная котельная №1	кг у.т./Гкал	151,4
17.5	Водогрейная котельная №2	кг у.т./Гкал	152,0
17.6	Котельный цех	кг у.т./Гкал	155,9
17.7	Котельная Химинститута	кг у.т./Гкал	159,5
17.8	Котельная Б.Перемерки	кг у.т./Гкал	155,4
17.9	Котельная пгт Сахарово	кг у.т./Гкал	163,8
17.10	Котельная Мамулино	кг у.т./Гкал	150,7
17.11	Котельная Керамического завода	кг у.т./Гкал	156,3
17.12	Котельная Южная	кг у.т./Гкал	156,9
17.13	Котельная ХБК	кг у.т./Гкал	158,4
17.14	Котельная ДРСУ-2	кг у.т./Гкал	155,8
17.15	Котельная Сахаровское шоссе, 16	кг у.т./Гкал	160,4

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	Значение
17.16	Котельная ПАТП-1	кг у.т./Гкал	166,8
17.17	Котельная Поликлиника №2	кг у.т./Гкал	161,2
17.18	Котельная УПК	кг у.т./Гкал	159,9
17.19	Котельная Школа №2	кг у.т./Гкал	160,1
17.20	Котельная Школа №24	кг у.т./Гкал	162,4
17.21	Котельная Школа №3	кг у.т./Гкал	167,7
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,02
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м ³ /Гкал	0,0

Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"

1.11.1. Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет

Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет.

Тарифы на тепловую энергию для потребителей г. Твери устанавливается Главным управлением «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 года № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

Тарифные решения в сфере теплоснабжения по городу Твери за 2016-2018 годы представлены в таблицах.

Таблица 1.57 - Тарифы на тепловую энергию для потребителей г. Тверь с 01.01.2017 года

Наименование ТСО	с 01/01/2017		с 01/01/2017	
	прочие	население	прочие	население
ООО «Тверская генерация»	1 465,23	1 728,97	1 528,23	1 803,31
МУП «Сахарово» (с 01.06.2017 - ООО «Тверская генерация»)	1 381,64	1 630,34	1 464,51	1 728,12
ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»	1 557,77	1 728,97	1 615,81	1 832,71
ООО «Центр кадастровой оценки»	1 448,97	1 709,79	1 490,05	1 758,26
ООО "Тепловик" (котельная ОКБ)	0,00	0,00	1 758,26	1 758,26
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	0,00	0,00	0,00	0,00
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	1 590,85	0,00	1 650,18	0,00
АО «Тверской комбинат строительных материалов №2»	1 327,02	1 565,89	1 382,09	1 630,86
ЗАО «Эльвент»	2 305,80	0,00	2 386,23	0,00
АО "ГУ ЖКХ"	3 925,86	1 648,55	4 071,66	1 698,00
ООО «Лазурная»	1 463,08	0,00	1 686,87	0,00
ОАО "Волжский пекарь"	1 363,20	1 608,57	1 415,27	1 670,01
ООО "Гелиос"	1 531,26	0,00	1 593,32	0,00
ООО «КОМО»	1 622,76	0,00	1 685,91	0,00
ООО "ДИС-строй" (передача)	182,84	0,00	187,08	0,00

ООО "Сервис Тверь" (Октябрьский проспект, дом 75)	1 570,12	1 570,12	1 621,99	1 621,99
ООО "Сандра"	1 428,91	1 686,12	1 483,54	1 750,58
ООО "Сервис Тверь" (Мамулино-2)	1 630,34	1 545,26	1 676,08	1 653,43
ООО "ДСК-Ресурс"	1 801,98	1 801,98	1 822,81	1 822,81
ООО "КРИКС"	1 731,00	1 731,00	1 792,95	1 792,95
ООО "ЭнергоРесурс"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Котлоэнергетик"	0,00	0,00	0,00	0,00
МТУ Октябрьской дирекции по ТВС – структурного подразделения Центральной дирекции по ТВС - филиал ОАО «РЖД»	1 697,31	1 482,14	1 697,31	1 571,07
ООО УК "Лазурь"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "ЭнергоАльянс"	0,00	0,00	2 294,85	2 707,92
ООО "ЭнергоАльянс" (передача)	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Тверской консервный завод"	0,00	0,00	1 809,46	1 809,46
ООО "Тепловик" (ул. Ипподромная)	0,00	0,00	1 695,84	1 695,84

Наименование ТСО	с 01/01/2018		с 01/01/2018	
	прочие	население	прочие	население
ООО «Тверская генерация»	1 528,23	1 803,31	1 557,27	1 837,58
МУП «Сахарово» (с 01.06.2017 - ООО «Тверская генерация»)	1 464,51	1 728,12	1 488,19	1 756,06
ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»	1 615,81	1 832,71	0,00	0,00
ООО «Центр кадастровой оценки»	1 490,05	1 758,26	0,00	0,00
ООО "Тепловик" (котельная ОКБ)	1 758,26	1 758,26	1 589,47	1 589,47
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	0,00	0,00	0,00	0,00
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	1 650,18	0,00	1 702,74	0,00
АО «Тверской комбинат строительных материалов №2»	1 382,09	1 630,86	1 382,12	1 630,90
ЗАО «Эльвент»	2 386,23	0,00	0,00	0,00
АО "ГУ ЖКХ"	1 438,99	1 698,00	1 466,33	1 730,26
ООО «Лазурная»	1 686,87	0,00	1 711,27	0,00

ОАО "Волжский пекарь"	1 415,27	1 670,01	1 442,16	1 701,75
ООО "Гелиос"	1 593,32	0,00	1 716,60	0,00
ООО «КОМО»	1 685,91	0,00	1 743,27	0,00
ООО "ДИС-строй" (передача)	155,71	0,00	156,63	0,00
ООО "Сервис Тверь" (Октябрьский проспект, дом 75)	1 621,99	1 621,99	1 652,82	1 652,82
ООО "Сандра"	1 483,54	1 750,58	1 499,79	1 769,75
ООО "Сервис Тверь" (Мамулино-2)	1 676,08	1 653,43	1 665,32	1 665,32
ООО "ДСК-Ресурс"	1 729,49	1 729,49	1 762,35	1 762,35
ООО "КРИКС"	1 792,95	1 792,95	1 853,90	1 853,90
ООО "ЭнергоРесурс"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Котлоэнергетик"	0,00	0,00	0,00	0,00
МТУ Октябрьской дирекции по ТВС – структурного подразделения Центральной дирекции по ТВС - филиал ОАО «РЖД»	1 697,31	1 571,07	1 701,34	1 600,91
ООО УК "Лазурь"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "ЭнергоАльянс"	2 294,85	2 707,92	2 799,99	0,00
ООО "ЭнергоАльянс" (передача)	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Тверской консервный завод"	1 809,46	1 809,46	1 809,46	1 809,46
ООО "Тепловик" (ул. Ипподромная)	1 695,84	1 695,84	1 695,84	1 695,84

Наименование ТСО	с 01/01/2019		с 01/01/2019	
	прочие	население	прочие	население
ООО «Тверская генерация»	1 557,27	1 837,58	1 667,83	1 874,33
МУП «Сахарово» (с 01.06.2017 - ООО «Тверская генерация»)	1 488,19	1 756,06	1 667,83	1 803,47
ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Центр кадастровой оценки»	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Тепловик" (котельная ОКБ)	0,00	0,00	0,00	0,00
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	1 466,33	1 730,26	1 498,96	1 768,77
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	1 702,74	0,00	1 745,04	0,00

АО «Тверской комбинат строительных материалов №2»	1 382,12	1 630,90	1 410,88	0,00
ЗАО «Эльвент»	0,00	0,00	0,00	0,00
АО "ГУ ЖКХ"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Лазурная»	1 711,27	0,00	1 751,61	0,00
ОАО "Волжский пекарь"	1 442,16	1 701,75	1 481,16	1 747,77
ООО "Гелиос"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «КОМО»	1 743,27	0,00	1 760,58	0,00
ООО "ДИС-строй" (передача)	138,74	0,00	142,43	0,00
ООО "Сервис Тверь" (Октябрьский проспект, дом 75)	1 652,82	1 652,82	1 697,19	1 697,19
ООО "Сандра"	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО "Сервис Тверь" (Мамулино-2)	1 665,32	1 665,32	1 665,32	1 665,32
ООО "ДСК-Ресурс"	1 762,35	1 762,35	1 810,68	1 810,68
ООО "КРИКС"	1 853,90	1 901,86	1 827,01	1 878,17
ООО "ЭнергоРесурс"	1 587,62	1 873,40	1 618,61	1 909,96
ООО "Котлоэнергетик"	1 587,62	1 873,40	1 618,61	1 909,96
МТУ Октябрьской дирекции по ТВС – структурного подразделения Центральной дирекции по ТВС - филиал ОАО «РЖД»	1 701,34	1 600,91	1 609,33	1 645,73
ООО УК "Лазурь"	1 877,95	1 247,75	1 924,48	1 282,68
ООО "ЭнергоАльянс"	2 799,99	0,00	2 799,99	0,00
ООО "ЭнергоАльянс" (передача)	414,95	0,00	417,80	0,00
ООО "Тверской консервный завод"	1 809,46	1 809,46	1 844,12	1 844,12
ООО "Тепловик" (ул. Ипподромная)	1 695,84	1 695,84	1 713,81	1 713,81

Наименование ТСО	с 01/01/2017		с 01/07/2017	
	прочие	население	прочие	население
ООО «Тверская генерация»	1 428,25	1 685,34	1 455,39	1 717,36
МУП «Сахарово» (с 01.06.2017 - ООО «Тверская генерация»)	1 368,70	1 615,07	1 390,83	1 641,18
ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»	1 510,10	1 712,81		
ООО «Центр кадастровой оценки»	1 392,57	1 643,23		
ООО "Тепловик" (котельная ОКБ)	1 643,23	1 643,23	1 485,49	1 485,49
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ				
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	1 542,22	-	1 591,35	-
АО «Тверской комбинат строительных материалов №2»	1 291,67	1 524,17	1 291,70	1 524,21
ЗАО «Эльвент»	2 230,12	-		
АО "ГУ ЖКХ"	1 344,85	1 586,92	1 370,40	1 617,07
ООО «Лазурная»	1 576,51	-	1 599,32	
ОАО "Волжский пекарь"	1 322,68	1 560,76	1 347,81	1 590,42
ООО "Гелиос"	1 489,08	-	1 604,30	
ООО «КОМО»	1 575,62	-	1 629,22	
ООО "ДИС-строй" (передача)	145,52		146,38	
ООО "Сервис Тверь" (Октябрьский проспект, дом 75)	1 515,88	1 515,88	1 544,69	1 544,69
ООО "Сандра"	1 386,49	1 636,06	1 401,67	1 653,97
ООО "Сервис Тверь" (Мамулино-2)	1 566,43	1 545,26	1 556,37	1 556,37
ООО "ДСК-Ресурс"	1 616,35	1 616,35	1 647,06	1 647,06
ООО "КРИКС"	1 675,65	1 675,65	1 732,62	1 732,62
ООО "ЭнергоРесурс"				
ООО "Котлоэнергетик"				
МТУ Октябрьской дирекции по ТВС – структурного подразделения Центральной дирекции по ТВС - филиал ОАО «РЖД»	1 586,27	1 468,29	1 590,04	1 496,18
ООО УК "Лазурь"				
ООО "ЭнергоАльянс"	2 144,72	2 530,77	2 616,81	
ООО "ЭнергоАльянс" (передача)				
ООО "Тверской консервный завод"	1 691,08	1 691,08	1 691,08	1 691,08
ООО "Тепловик" (ул. Ипподромная)	1 584,90	1 584,90	1 584,90	1 584,90

Наименование ТСО	с 01/01/2018		с 01/07/2018	
	прочие	население	прочие	население
ООО «Тверская генерация»	1 455,39	1 717,36	1 558,72	1 751,71
МУП «Сахарово» (с 01.06.2017 - ООО «Тверская генерация»)	1 390,83	1 641,18	1 558,72	1 685,49
ООО «Газпром теплоэнерго Тверь»				
ООО «Центр кадастровой оценки»				
ООО "Тепловик" (котельная ОКБ)				
ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	1 370,40	1 617,07	1 400,90	1 653,06
ОАО «Тверской вагоностроительный завод»	1 591,35	-	1 630,88	
АО «Тверской комбинат строительных материалов №2»	1 291,70	1 524,21	1 318,58	
ЗАО «Эльвент»				
АО "ГУ ЖКХ"				
ООО «Лазурная»	1 599,32	-	1 637,02	
ОАО "Волжский пекарь"	1 347,81	1 590,42	1 384,26	1 633,43
ООО "Гелиос"				
ООО «КОМО»	1 629,22	-	1 645,40	
ООО "ДИС-строй" (передача)	129,66		133,11	
ООО "Сервис Тверь" (Октябрьский проспект, дом 75)	1 544,69	1 544,69	1 586,16	1 586,16
ООО "Сандра"				
ООО "Сервис Тверь" (Мамулино-2)	1 556,37	1 556,37	1 556,37	1 556,37
ООО "ДСК-Ресурс"	1 647,06	1 647,06	1 692,22	1 692,22
ООО "КРИКС"	1 732,62	1 777,44	1 707,49	1 755,30
ООО "ЭнергоРесурс"	1 483,76	1 750,84	1 512,72	1 785,01
ООО "Котлоэнергетик"	1 483,76	1 750,84	1 512,72	1 785,01
МТУ Октябрьской дирекции по ТВС – структурного подразделения Центральной дирекции по ТВС - филиал ОАО «РЖД»	1 590,04	1 496,18	1 504,05	1 538,07
ООО УК "Лазурь"	1 755,09	1 166,12	1 798,58	1 198,77
ООО "ЭнергоАльянс"	2 616,81	-	2 616,81	
ООО "ЭнергоАльянс" (передача)	387,80		390,47	
ООО "Тверской консервный завод"	1 691,08	1 691,08	1 723,48	1 723,48
ООО "Тепловик" (ул. Ипподромная)	1 584,90	1 584,90	1 601,69	1 601,69

1.11.2. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

Категория подключаемых объектов	Ставка платы по годам, тыс. руб./Гкал (ч)		
	2016	2017	2018
подключаемая тепловая нагрузка не превышает 0,1 Гкал/ч	0,466	0,466	0,466
подключаемая тепловая нагрузка выше 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	6 760,551	-	11 890,238
подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч	5 231,444	-	3 024,547

Структура необходимой валовой выручки таблица 1.58

Таблица 1.58.

N п.п.	Наименование расхода	1-й год долгосрочного периода регулирования (i0) - 2019 г.		2-й год долгосрочного периода регулирования (i0+1) - 2020 г.				3-й год долгосрочного периода регулирования (i1) - 2021 г.	
		фактически понесенные расходы в году i0 по данным регулируемой организации	утвержденные расходы на год i0 по данным регулирующего органа	прогноз расходов на год i0+1 по данным регулируемой организации	утвержденные расходы на год i0+1 по данным регулирующего органа	утвержденные расходы на год i1 по данным регулирующего органа	корректировка расходов на год i1 по данным регулируемой организации	1-е полугодие	2-е полугодие
Вид деятельности - производство тепловой энергии (мощности)									
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	413 199,2	445 515,7	474 066,2	474 066,2	488 098,6	556 736,6	245 625,8	311 110,8
2.	Неподконтрольные расходы	111 995,6	149 933,3	110 554,3	92 936,8	123 306,2	123 607,1	61 814,4	61 792,7
3.	Расходы на приобретение (производство) э/ресурсов,	2 124 767,7	2 237 145,6	2 180 170,7	2 265 174,6	2 357 003,7	2 476 339,9	1 322 389,5	1 153 950,4

	воды и теплоносителя							
4.	Прибыль, в том числе:	- 790 708,4	45 503,6	- 818 380,0	14 143,2	47 923,2	15 782,0	8 499,3
4.1.	расчетная предпринимат. прибыль		31 397,5		-	33 141,1	-	-
4.2.	расчетная нормативная прибыль		14 106,1		14 143,2	14 782,1	15 782,0	8 499,3
5.	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	5 724,5	-	60 401,1	60 401,1	152 082,5	152 082,5	-
	<i>в том числе выпадающие доходы, связанные с превышением учтенного при установлении тарифов объема полезного отпуска над фактическим и подтвержденные бух. отчетностью:</i>							
5.1.	за 2016 год	5 724,5		32 482,5	32 482,5	32 482,5	32 482,5	-
5.2.	за 2017 год			27 918,6	27 918,6	101 947,7	101 947,7	-
5.3.	за 2018 год					17 652,4	17 652,4	-
6.	Выпадающие доходы, связанные с присоединением к системе теплоснабжения заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч	4 875,5					-	-
11.	ИТОГО необходимая валовая выручка	2 649 962,5	2 888 698,2	2 764 791,2	2 906 722,0	3 076 732,8	3 324 548,1	1 790 411,5
12.	Товарная выручка	1 859 254,1		1 946 411,3				

N п.п.	Наименование расхода	1-й год долгосрочного периода регулирования (i0) - 2019 г.		2-й год долгосрочного периода регулирования (i0+1) - 2020 г.		3-й год долгосрочного периода регулирования (i1) - 2021 г.		
		фактически понесенные расходы в году i0 по данным регулируемой организации	утверженные расходы на год i0+1 по данным регулируемой организации	прогноз расходов на год i0+1 по данным регулируемой организации	утверженные расходы на год i0+1 по данным регулируемой организации	утверженные расходы на год i1 по данным регулируемой организации	корректировка расходов на год i1 по данным регулируемой организации	1-е полугодие
Вид деятельности - передача тепловой энергии и теплоносителя								
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	431 140,8	547 988,2	574 942,2	574 942,2	591 618,2	644 279,5	376 134,4
								268 145,1

2.	Неподконтрольные расходы	239 408,9	166 664,0	186 809,7	125 674,9	150 733,1	180 337,9	90 169,2	90 168,7
3.	Расходы на приобретение (производство) э/ресурсов, воды и теплоносителя	38 986,0	70 363,2	72 768,9	76 124,6	80 197,7	86 442,6	43 079,1	43 363,5
4.	Прибыль, в том числе:	396 825,4	41 849,0	384 619,4	3 882,3	43 982,8	3 653,6	1 839,8	1 813,8
4.1.	расчетная предпринимат. прибыль		37 976,2		-	40 623,7	-	-	-
4.2.	расчетная нормативная прибыль		3 872,8		3 882,3	3 359,1	3 653,6	1 839,8	1 813,8
5.	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	10 705,5	-	34 969,8	34 969,8	86 258,3	-	86 258,3	
	<i>в том числе выпадающие доходы, связанные с превышением учтенного при установлении тарифов объема полезного отпуска над фактическим и подтвержденные бух. отчетностью:</i>								
5.1.	за 2014 год		10 705,5		17 858,4	17 858,4	17 858,4	-	17 858,4
5.2.	за 2015 год				17 111,4	17 111,4	56 052,3	-	56 052,3
5.3.	за 2016 год						12 347,6	-	12 347,6
6.	Выпадающие доходы, связанные с присоединением к системе теплоснабжения заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч		9 117,7		- 3 685,3	-	14 249,2	-	14 249,2
11.	ИТОГО необходимая валовая выручка	709 535,7	846 687,6	834 520,9	811 908,5	901 501,6	1 015 221,0	511 222,5	503 998,5
12.	Товарная выручка	1 106 361,1		1 219 140,3					

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

На основании письма Главного управления «Региональной энергетической комиссии» Тверской области в адрес ООО «Комплексные энергетические решения» от 20 сентября 2016 года № 2140, подготовленного по запросу от 05 сентября 2016 года №37, на момент разработки схемы теплоснабжения г. Твери плата за подключение к системе теплоснабжения города Главным управлением «Региональной энергетической комиссии» Тверской области устанавливалась в размере, указанном в таблице 1.59.

Таблица 1.59 - Информация о плате за подключение к системе теплоснабжения в 2016 г.

2016 год	0,1 Гкал/ч	0,1-1,5 Гкал/ч	1,5 Гкал/ч
утвержденная плата тыс. руб. без учета НДС	0,4661	6760,551	5231,444
НВВ в тыс. руб.	7929,179	59488,116	21105,738

1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности;

В соответствии с письмом Главного управления «Региональной энергетической комиссии» Тверской области в адрес ООО «Комплексные энергетические решения» от 20 сентября 2016 года № 2140 подготовленного по запросу от 05 сентября 2016 года №37 на момент разработки схемы теплоснабжения г. Твери плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, в том числе для социально значимых категорий потребителей города Главным управлением «Региональной энергетической комиссии» Тверской области не устанавливалась.

Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"

Анализ современного технического состояния источников тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения приводит к следующему:

1. Основное оборудование источников, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы значительной части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги.

2. Значительная доля источников тепловой энергии(все кроме ООО «Тверская генерация») не оснащены в достаточной степени приборами учёта потребляемых ресурсов, произведенных и отпущенных тепловой энергии, и теплоносителей, средствами автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска продукции. Это приводит к невысокой экономичности даже неизношенного оборудования, находящегося в хорошем техническом состоянии. Причина такого положения такая же, как указана в п.1. К этому следовало бы добавить отсутствие у собственника или у эксплуатирующей организации действенных стимулов к улучшению эффективности оборудования.

3. Вследствие выработки запаса прочности, наблюдается снижение располагаемой мощности источников тепловой энергии. Это не позволяет в полной мере удовлетворять потребности населения в тепловой энергии и горячей воде. Еще одна проблема связана с пропускной способностью трубопроводов, которая уже исчерпана.

4. Источники тепловой энергии в системах теплоснабжения могут быть в достаточной степени обеспечены топливом. Нехватка топлива в отдельных системах является следствием причин, лежащих в сфере организации взаимоотношений между участниками процессов теплоснабжения и теплопотребления, а также в сфере управления этими процессами.

5. Вопросы, связанные с техническим состоянием источников теплоснабжения, становятся объектом пристального внимания на всех уровнях управления в период подготовки к очередному отопительному сезону. Вследствие отсутствия свободных денежных средств у муниципалитета и теплоснабжающей организации ООО «Тверская генерация» развитию систем централизованного теплоснабжения не уделяется должного внимания.

1.12.2. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основные проблемы организации качественного теплоснабжения:

– Существующее положение источников теплоснабжения характеризуется не только изношенным парком котлоагрегатов, но и нефункционирующего оборудования на котельных, что не позволяет должным образом поддерживать гидравлические режимы и качественное регулирование отопительного графика.

– Такие источники как ТЭЦ-1, ВК-2, кот. «Мамулино», кот. Сахаровское шоссе, на данный момент располагают дефицитом мощности и не обеспечивают требуемым количеством тепловой энергии потребителей при расчетных температурах наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

– Следующим фактором в снижении качества теплоснабжения остается высокий износ тепловой изоляции трубопроводов вследствие её намокания из-за аварий на городских системах водоснабжения и водоотведения, а также отсутствия попутных и дренажей на разводящих теплотрассах. Потери, связанные с утечками из-за внутренней и внешней коррозии труб, составляют выше 50 процентов от общей покупки подпиточной воды. Суммарные потери в тепловых сетях достигают 27 процентов от произведенной тепловой энергии.

– Общий износ труб тепловых сетей составляет 86 %, что требует значительного вложения денежных средств и увеличение продолжительности ремонтов - как следствие, во время ремонтной компании большое количество потребителей в течение продолжительного времени остаются без качественного теплоснабжения.

Для ООО «Тверская генерация»:

– Износ основного оборудования

– В перспективе имеются риски вывода турбоагрегатов (Тверской ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4) из эксплуатации, что может привести к дефициту тепловой мощности.

– На ТЭЦ-4 внутристанционные коллектора прямой линии теплосети между задвижками ПГ3 и ПГ4 имеют сужение до 700 мм, что создает значительные гидравлические потери на этом участке. Для сокращения расхода эл/эн на перекачку воды и для сокращения потерь, необходима реконструкция участка между ПГ3 и ПГ4 и участков прямой и обратной теплосети между I и II выводом.

– Снижение располагаемой тепловой мощности в горячей воде на ТЭЦ-4 из-за невозможности включения в параллель трех водогрейных котлов одновременно. Для решения данной проблемы необходима реконструкция теплосетевого хозяйства с существенным увеличением «зоны ТЭЦ №4» плюс увеличение мощности самой станции.

– Требуется установка аккумуляторного бака ТЭЦ-4 (установка аккумуляторного бака и насосной откачки воды с изменением схемы трубопроводов). Данное мероприятие позволит повысить надежность горячего водоснабжения города Твери и стабилизировать режим работы химводоочистки и подпиточной установки ТЭЦ №4, а также увеличить отпуск подпиточной воды от ТЭЦ №4 в период пиковых нагрузок.

1.12.2.Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Надежность работы действующих тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения, в свою очередь, определяют согласно СНиП 41-02-2003 по трем показателям (критериям) надежности:

- коэффициент готовности системы (E_g) - вероятность работоспособного состояния системы, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленных нормативами числа часов в год;
- вероятность безотказной работы системы (РТС) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$, более числа раз, установленных нормативами; - живучесть системы (Ж) - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 ч).

В течение последних 10 лет в системах теплоснабжения сокращаются объемы средств, направляемых на капитальный ремонт и, как следствие, наблюдается приближение оборудования к предельному сроку службы. При сокращении объема перекладок возрастает плотность потока отказов в размерах, приведенных в таблице 1.60.

Таблица 1.60 - Плотность потока отказов

Сокращение объема перекладок	Возрастание потока отказов	Возрастание вероятности событий угрожающих живучести системы
в 1,25 раз	в 1,77 раз	в 1,89 раз
в 1,50 раз	в 2,87 раз	в 3,19 раз
в 2,0 раза	в 6,06 раз	в 7,19 раз

При возрастании плотности потока отказов возрастают и превышают нормативно допустимые значения:

- математическое ожидание годового времени неготовности;
- вероятности отказов, понижающих температуру воздуха в отапливаемых помещениях ниже $+12^{\circ}\text{C}$;
- вероятность событий, угрожающих живучести системы.

В таблице 1.56 приведены ожидаемые возрастания вероятности событий, угрожающих живучести системы теплоснабжения при сокращении объема перекладок. События, угрожающие живучести системы - это события, которые могут привести к замерзанию систем отопления. Возрастание вероятности этих событий в 3-7 раз может привести к катастрофическим последствиям.

Количество ветхих тепловых сетей для города Твери составляет 83 % или 410 км.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Текущее состояние системы теплоснабжения города Твери характеризуется накоплением сверхнормативного износа энергетического оборудования и тепловых сетей и ростом дефицита располагаемых мощностей вследствие недостаточного финансирования мероприятий по капитальному ремонту и вводу новых тепловых мощностей. Недостаток финансирования обуславливается тем, что теплоснабжающая организация и собственники объектов коммунальной инфраструктуры не являются качественными заемщиками. Тарифы, устанавливаемые РЭК Тверской области без учёта реальных потребностей теплоснабжающих организаций, обусловленных полным износом энергетического оборудования, - тепловых сетей и сооружений на них, не обеспечивают необходимую валовую выручку теплоснабжающим организациям. Последние вынуждены компенсировать дисбаланс накоплением долгов (КЗ) перед поставщиками топливно-энергетических ресурсов.

Коммунальный комплекс в сложившемся виде представляет для инвесторов, располагающих опытом управления энергетическими активами и обладающих положительной кредитной историей, высокие риски невозврата инвестиций.

Кроме того, отсутствие единой автоматизированной диспетчерской службы по мониторингу потребления тепловой энергии препятствует эффективному регулированию потребления и расчету за потребленную тепловую энергию.

Для ООО «Тверская генерация» выделяются следующие проблемы:

- основное оборудование ТЭЦ находится в эксплуатации более 30 лет, в большинстве случаев исчерпан парковый ресурс оборудования либо состояние оборудования приближается к такому состоянию.
- моральный и физический износ тепломеханического оборудования станций, арматуры, трубопроводов, насосного оборудования, выпуск которого прекращен заводами-изготовителями, значительно снижают ремонтопригодность станций, увеличивают затраты на ремонт и обслуживание.

1.12.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы, заключающиеся в надежном и эффективном снабжении топливом, отсутствуют. Поставщик газообразного топлива готов качественно обеспечивать поставки энергоресурса в соответствии с заявленными нормами, а также обеспечить поставки дополнительного количества топлива при не расчетных температурах. Резервное топливо закупается перед началом отопительного сезона на весь период, что исключает возможность не поставки ресурса.

Для ООО «Тверская генерация» проблемы надежного и эффективного снабжения топливом (природным газом) существуют в виде вводимых ограничений по газу со стороны поставщиков ввиду задержек платежей за потребленное топливо со стороны ООО «Тверская генерация» из-за низкого уровня сбора денежных средств и низких нормативов на отопление и горячее водоснабжение.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов организациям, занятых в сфере теплоснабжения г. Твери, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность эксплуатируемых ими систем теплоснабжения, по информации, полученной от указанных организаций - не выдавались.

Резюме

В результате анализа данных о работе и моделирования различных состояний системы централизованного теплоснабжения города Тверь, выявлены следующие ключевые факторы неэффективности:

- Незначительный профицит тепловой мощности в единой сети, влияющий на качество теплоснабжения в городе и препятствующий вводу новых строительных объемов жилого, социального и промышленного значения;
- Рост сверхнормативного износа объектов коммунальной инфраструктуры.

Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"

2.1. Описание структуры тепловых нагрузок

В рамках современного развития общества и устаревания жилищного фонда, основное строительство и модернизация приходится на социальную отрасль, в частности на модернизацию и расширение жилищного фонда.

По статистическим данным переписи населения заметно переселение в города и, как следствие, увеличение потребности в жилых помещениях. На фоне физического устаревания жилищного фонда (в том числе неэффективного использования старого жилого фонда городских земельных площадей) требуется планирование строительства новых и модернизация существующих жилых зданий.

На основании данных об имеющейся тепловой нагрузке в городе Тверь текущая часть нагрузки, приходящаяся на жилой фонд, составляет около ч 70 % от общей тепловой нагрузки города. Следовательно, преобладающей тепловой нагрузкой в городе является жилой фонд.

По данным о перспективной застройке г. Тверь определяем перспективное увеличение тепловой нагрузки в зонах застройки. Данные по зонам застройки и изменению тепловой нагрузки приведены в таблице 2.1. Места застроек указаны на карте города в приложении №1.

Таблица 2.1 - Зоны перспективной застройки

Номер зоны перспективной застройки	Этап ввода в эксплуатацию	Прирост жилищных строительных фондов, тыс. м ² в зоне СЦТ	Прирост жилищных строительных фондов, тыс. м ² вне зоны СЦТ	Прирост производственных строительных фондов, тыс. м ² в зоне СЦТ	Прирост производственных строительных фондов, тыс. м ² вне зоны СЦТ
1	2024-2028	49,8	92,15	2,61	4,85
2	2019-2023	49,8	5	2,61	-
	2024-2028	99,75	10	5,25	-
3	2019-2023	55,52	5,43	2,92	3,26
	2024-2028	111,04	10,87	5,84	6,64
4	2019-2023	10,55	66,16	0,00	-
5	2019-2023	52,51	95,79	2,62	5,04
6	2019-2023	31,85	35	3,15	1,75
	2024-2028	63,7	70	6,3	2,1
7	2024-2028	50,92	61,56	1,51	3,24
8	2019-2023	39,91	4	2,1	-
9	2019-2024	10,5	5,6	0,00	-
10	2024-2028	51,87	52,95	2,73	1,64
11	2024-2028	83	9,67	14,64	0,54
12	2019-2023	19,95	37,1	1,95	3,2
	2024-2028	59,85	75,82	3,15	4,8
13	2024-2028	99,75	64,12	5,25	3,37

Номер зоны перспективной застройки	Этап ввода в эксплуатацию	Прирост жилищных строительных фондов, тыс. м ² в зоне СЦТ	Прирост жилищных строительных фондов, тыс. м ² вне зоны СЦТ	Прирост производственных строительных фондов тыс. м ² в зоне СЦТ	Прирост производственных строительных фондов, тыс. м ² вне зоны СЦТ
14	2019-2023	10,5	77,42	0,00	4,07
15	2024-2028	53,2	-	2,8	-
16	2019-2023	46,55	4,66	9,31	1,21
	2024-2028	2,45	9,33	4,9	2,15
17	2019-2023	168	-	0,00	-
ИТОГО:		1221	792,63	79,64	47,9

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Тепловую нагрузку разделим на следующие группы:

- 1) жилые здания и общественные здания;
- 2) производственные здания.

Данные о принадлежности застраиваемых объектов к выше перечисленным группам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Приrostы площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением на типы объектов по этапам разработки в зоне СЦТ*

Элемент территориального деления	Прирост строительных фондов, тыс. м ²					
	Селитебная зона					
	Зона СЦТ					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028
Заволжский район	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	201
Пролетарский район	10,71	10,71	10,71	10,71	10,71	152,3
Центральный район	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	-
Московский район	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	187,4
Промышленные зоны						
Заволжский район	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	15,9
Пролетарский район	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	9,1
Центральный район			-			-
Московский район	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	33

* Зона СЦТ – источник тепловой энергии, работающий на единую тепловую сеть, эксплуатируемые ООО « Тверская генерация» (ТЭЦ 3, ТЭЦ 4, ТЭЦ 1 и ВК -2, ВК-1, Котельный цех, Южная).

Таблица 2.2 показывает преобладание жилых зданий среди перспективных тепловых нагрузок.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» новые потребители тепловой энергии с 01 января 2013 года должны вводиться в эксплуатацию с закрытой системой горячего водоснабжения. Следовательно, данная перспективная нагрузка не потребует увеличения количества подпитки теплоносителя на источниках тепловой энергии.

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

На основании статьи 16 федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» энергетическое обследование является обязательным для определённых потребителей энергоресурсов:

«Статья 16. Обязательное энергетическое обследование

1. Проведение энергетического обследования является обязательным для следующих лиц:

1) органы государственной власти, органы местного самоуправления, наделённые правами юридических лиц;

2) организации с участием государства или муниципального образования;

3) организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности;

4) организации, осуществляющие производство и (или) транспортировку воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, добычу природного газа, нефти, угля, производство нефтепродуктов, переработку природного газа, нефти, транспортировку нефти, нефтепродуктов;

5) организации, совокупные затраты которых на потребление природного газа, дизельного и иного топлива, мазута, тепловой энергии, угля, электрической энергии превышают десять миллионов рублей за календарный год;

6) организации, проводящие мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, финансируемые полностью или частично за счёт средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации, местных бюджетов.»

В ходе проведения энергообследования определяется перечень энергосберегающих мероприятий, направленных на снижение потребления энергоресурсов.

На основании статьи 24 указанного федерального закона предусмотрено ежегодное снижение потребления энергоресурсов в течение 5 лет.

«Статья 24. Обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности государственными (муниципальными) учреждениями

1. Начиная с 1 января 2010 года государственное (муниципальное) учреждение обязано обеспечить снижение в сопоставимых условиях объёма потреблённых им воды, дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля в течение пяти лет не менее чем на пятнадцать процентов от объёма фактически потреблённого им в 2009 году каждого из указанных ресурсов с ежегодным снижением такого объёма не менее чем на три процента.»

На основании имеющихся данных о потребителях оценим возможное сокращение потребления тепловой энергии указанными потребителями.

Общая нагрузка потребителей тепловой энергии, относящихся к указанной в законе категории, составляет 170 Гкал/ч.

Снижение тепловой нагрузки потребителей за счёт мер энергосбережения к 2020 году составит до 25,5 Гкал/ч.

Данные мощности, перспективно высвобождаемые в ходе энергосберегающих мероприятий, позволяют увеличить резерв тепловой мощности на источниках и возможность подключения дополнительных потребителей к системе теплоснабжения.

Использовать возможное снижение тепловой нагрузки для определения мероприятий реконструкции/модернизации СТС нецелесообразно.

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

На период проектирования схемы планируется застройка производственных зон:

- 2019-2024: 1,5 км² прирост 9,09 Гкал/ч;
- 2024-2029: 4,6 км² прирост 26,84 Гкал/ч.

2.5. Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчётном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогнозируемые приросты потребления тепловой энергии в каждом элементе территориального деления на каждом из этапов проектирования указаны в таблице 2.3.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии за 2019-2023 год рассчитан с учетом выданных технических условий и информации по вводу объектов строительства.

Перечень выданных технических условий ООО «Тверская генерация» в Приложении 4.

Перечень незавершенного строительства на конец 2017г., предоставленный Департаментом архитектуры и строительства администрации г. Твери, представлен в Приложении 5 (в перечне исключены объекты строительства, по которым уже выданы технические условия на подключение к существующей системе теплоснабжения).

Таблица 2.3 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в расчетном элементе территориального деления.

Расчетные элементы территориального деления	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч
2019-2023			
Район "Заволжский"	28,5	12,12	0,09
Район "Пролетарский"	14,28	6,3	0,42
Район "Центральный"	0,95	0,42	0,03
Район "Московский"	24,88	10,98	0,73
2024-2028			

Расчетные элементы территориального деления	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч
Район "Заволжский"	22,18	9,78	0,65
Район "Пролетарский"	23,32	10,29	0,68
Район "Центральный"	-	-	-
Район "Московский"	15,85	6,99	0,46

В таблице 2.4 представлены прогнозируемые приросты потребления тепловой энергии в зоне действия существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом из этапов проектирования. В таблице не приведены источники теплоснабжения в зонах, которых не прогнозируется прирост нагрузок.

Таблица 2.4. - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии (Гкал/ч)

Наименование источника	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028
Котельная «Мамулино»	2,99					
Котельная «ХБК»	0,72	0,24				0,3
Котельная «Керамический з-д»	0,20	0,20				0,40
Котельная «ПАТП-1»	0,26	0,56				0,82
Котельная «ДРСУ-2»					0,18	0,18
ТЭЦ-1, ВК-2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	7,1
ВК на площадке ТЭЦ-1, ВК-2						24,3
ТЭЦ-3	7,2	0,6	2,16	2,16	2,16	25,9
ТЭЦ-4	1,14	0,13	0,14	0,15	0,1	0,6
Южная	2,77	0,15	0,14	0,13	0,18	0,8
ВК-1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Котельный цех	0,04	0,07	1,50			2,4
ВК ООО «Лазурная»	0,30	1,09	3,37			4,76
ТКСМ-2		0,93	0,93	0,93	0,8	
Котельная «Сахарово»	0,73					
ВК Сахаровское шоссе		0,95	0,91	1,1	1,25	6
Котельная «Химинститут»						
Котельная «Мамулино-2»		3,00				3,00
Котельная «Мамулино-3»			13,42	6,30	17,36	37,08
Котельная мкр. Брусицово	4,00	4,00				8,00
ВК Залинейная						80
ГБУ « Центр кадастровой оценки»					16	
Итого:	16,03	20,64	20,67	14,97	42,23	206,65

Следует отметить, что за последние три года фактическое присоединение потребителей к тепловым сетям ресурсоснабжающих организаций существенно ниже потенциального.

Этот факт задает ориентиры на 2016- 2017 года в формировании планов и программ развития экономики и энергетики города, а также действующих на его территории энергетических компаний. Поэтому необходима периодическая актуализация и корректировка этих прогнозов.

В ходе разработки схемы были учтены фактические темпы прироста присоединенной нагрузки и сделаны соответствующие корректировки в прогнозах приростов объемов потребления тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии на 2016-2017 годы (таблица 2.5 и таблица 2.6).

Таблица 2.5 – Планируемые подключения потребителей на 2019 год

№ п/п	Заявитель	Адрес	Район (ад-мин. деление)	Источник теплоснабжения	Точка подключения	Нагрузка, Гкал/час
1	Яковчук А.В.	Складские помещения, ул. Плеханова, б/н	заволжский	ТЭЦ-3	(TK-311-16)	0,074
2	Графова А.А.	Административное здание, ул. Ротмистрова, д.37	московский	ТЭЦ-4	TK-714-8	0,027
3	ФГБОУ ВО «ТГМУ» Минздрава РФ	2-х этажная вставка между поликлиникой и клиникой ш. Петербургское, д.115	заволжский	Кот.цех	(TK-25-30)	0,047
4	Иванов Д.В.	мастерская и офис, пристань Серебряковская, д.13	пролетарский	ТЭЦ-3	TK-362	0,017
5	РПЦ	Храм, ул. 2-я Грибоедова, 28	заволжский	ТЭЦ-3	TK-321-10	0,328
6	ООО СФ МЖК «Тверь»	Жилой дом с помещениями общественного назначения, ул. Полевая, д.1 (Сахарово)	заволжский	кот. Сахарово	TK-14-TK-15	0,431
7	ООО «РСК-недвижи-	Жилой дом с помещениями общественного назначе-	московский	ТЭЦ-4	TK-043-12	0,313

	мостъ»	ния, ул. Москов-ская, д.1, (2-я оч.,1-я б/с)				
8	Шахбазян Л.А.	вторая очередь гостиницы "ГубернаторЪ", ул. Новоторжская, 13	центральный	ТЭЦ-3	от д.13 до ТК-88-27	0,210
9	Департамент ЖКХ и строительства администрации г. Твери	детский сад на 150 мест, Октябрьский пр-т, 95 корп.5	московский	кот. Южная	ТК-839-7	0,221
10	ООО "МИЗЕ-РИКОРД"	нежилое помещение II (1-й этаж, подвал), пр-т Чайковского, 37	московский	ТЭЦ-3	сущ. т/сети	0,237
11	ГКУ «Тверь-облстрой-заказчик»	Спортивный центр-гребная база, Борисоглебская пристань	заволжский	ТЭЦ-3	ТК-337 - ТК-338	0,345
12	Илюшко Сергей Валерьевич	Магазин с административными помещениями, ул. Виноградова, д. 12	пролетарский	ТЭЦ-3	ТК-359-3	0,299
13	ООО "Меринг Груп" (Стройгруппа)	Офисная часть (цокольный этаж), ул. Терещенко, 13	московский	ТЭЦ-3	ТК-41А-5-2-4	0,024
14	Давыдов Д.Б.	Магазин с административными помещениями, ул. Хрустальная, д. 35	заволжский	ТЭЦ-3	ТК у д.37 ул. Хрустальная	0,064

15	Департа- мент ЖКХ и строи- тельства админи- страции г. Твери	детский сад на150 мест, ул. Планерная - 1-й пер. Вагонников	заволжский	ТЭЦ-3	ТК-379-11	0,315
16	Департа- мент ЖКХ и строи- тельства админи- страции г. Твери	средняя школа, мкр-он Брусилово, ул. Дружинная	пролетарский	кот. Мамулино	УТ-4	2,988
17	Деп. АиГс Адм.горо да	Придорожный сер- вис, ул. Королева, у д.5 КН 69 40 0200100 656	московский	кот. Южная	ТК-851-1	0,2500
18	Деп. АиГс Адм.горо да	Магазин, ул. М. Самара КН 69 40 0200013 1829	московский	ТЭЦ-4	ТК-715-11	0,2500
19	Деп. АиГс Адм.горо да	Деловое управле- ние, ул. 1-я Муко- мольная, д.2 КН 69 40 0200004 2	московский	ТЭЦ-4	ТК-267-7	0,2500
20	Деп. АиГс Адм.горо да	Магазин, ул. За- речная КН 69:40:0100169:199	заволжский	ТЭЦ-3	ТК-2-317-1	0,3500
21	Деп. АиГс Адм.горо да	МЖС, пр-т Ок- тябрьский КН 69:40:0200101:75	московский	кот. Южная	ТК-837-11	0,8000
22	Деп. АиГс Адм.горо	МЖС, ул. Мичури- на, д.24/30 КН 69:40:0100252:19	заволжский	ТЭЦ-3	ТК-607	0,5500

	да					
23	Деп. АиГс Адм.горо да	Спорткомплекс, ул. Королева, д.б/н КН 69:40:0200100:20	московский	кот. Южная	TK-832-5	1,5000
24	Деп. АиГс Адм.горо да	Магазин, ул. Гон- чаровой, д.6 КН 69:40:0300278:2	Пролетарский	ТЭЦ-3	TK-742-12	0,3500
25	Деп. АиГс Адм.горо да	Деловое управле- ние, пр-т Волоко- ламский КН 69:40:0400096:252	Московский	ТЭЦ-4	TK-14-Б	0,3000
26	Деп. АиГс Адм.горо да	Магазин, пер. 3-й Пески КН 69:40:0300230:108	Пролетарский	ТЭЦ-3	TK-746-2	0,3000
27	Деп. АиГс Адм.горо да	Малоэт. МКД, ул. 2-я Грибоедова КН 69:40:0100148:21	Заволжский	ТЭЦ-3	TK-321	0,3000
28	Деп. АиГс Адм.горо да	Деловое управле- ние, ул. Фурмано- ва, д.78 КН 69:40:0100230:412	Заволжский	ТЭЦ-3	TK-507-13	0,4500
29	Деп. АиГс Адм.горо да	Магазин, ул. Школьная (Сахаро- во), б/н КН 69:40:0100643:10	Заволжский	кот. Сахарово	TK-41	0,3000
30	Деп. ЖКХ и стр-ва	Средняя общеоб- раз. Школа, мкр. "Радужный"	Заволжский	ТЭЦ-3	TK-376	2,9880
	ИТОГО 2019 год					14,8760

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Зоны перспективной застройки располагаются на всей территории города Тверь. Распределение зон застройки и перспективной нагрузки по элементам территориального деления представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления

№ зоны застройки	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Зона элемента территориального деления
2019-2023				
13,2,4,8,16,17	28,5	12,12	0,09	Район "Заволжский"
1,14	14,28	6,3	0,42	Район "Пролетарский"
9	0,95	0,42	0,03	Район "Центральный"
12,5	24,88	10,98	0,73	Район "Московский"
2024-2028				
3,2,16	22,18	9,78	0,65	Район "Заволжский"
11,13,10	23,32	10,29	0,68	Район "Пролетарский"
-	-	-	-	Район "Центральный"
7,15,12	15,85	6,99	0,46	Район "Московский"

Прогнозируемые приросты в зонах действия индивидуального теплоснабжения: - зоны: №12, №6, №4, №14 .

2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

На период проектирования схемы планируется застройка зон с производственной тепловой нагрузкой. Данные зоны представлены в таблице 2.8.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

В соответствии с частью 3 статьи 7 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям устанавливаются органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов). Для г. Твери указанным органом

является главное управление «Региональная энергетическая комиссия» Тверской области. Установление тарифов на очередной период регулирования производится приказом руководителя службы.

В соответствии с частью 6 пункта 52 Постановления Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения": «Установление для отдельных категорий (групп) потребителей льготных регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель осуществляется в соответствии с общим порядком открытия дел об установлении цен (тарифов). При установлении для отдельных категорий (групп) потребителей льготных регулируемых тарифов повышение регулируемых тарифов для других потребителей не допускается. Наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные регулируемые тарифы устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации, которым устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций. Органы регулирования не позднее 5 рабочих дней со дня вступления в силу соответствующего закона субъекта Российской Федерации обеспечивают размещение перечня категорий потребителей (за исключением физических лиц) или категорий (групп) потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные регулируемые тарифы, на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", в случае отсутствия такого сайта - на официальном сайте субъекта Российской Федерации, а также осуществляют публикацию в источнике официального опубликования нормативных правовых актов органов государственной власти субъекта Российской Федерации».

В соответствии с законом Тверской области от 20.12.2012 № 122-ЗО «Об отдельных вопросах государственного регулирования тарифов на тепловую энергию (мощность), теплоноситель», порядком определения размера льготного тарифа на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, утвержденным приказом ГУ РЭК Тверской области от 19.03.2015 № 37-нп, приказом ГУ РЭК Тверской области от 30.11.2015 №322-нп «О внесении изменений в отдельные приказы ГУ РЭК Тверской области» отменены льготные тарифы на отопление и горячую воду для населения г.Тверь (ООО «Тверская генерация», МУП «Сахарово», ООО «Винея» - полностью, ООО «Газпром теплоэнерго Тверь» - частично).

Одновременно, с целью обеспечения социальной защищенности граждан, нуждающихся в поддержке в части оплаты коммунальных услуг, внесены изменения в приложение №1 к постановлению Правительства Тверской области от 17.02.2015 № 75-пп «Об утверждении региональных стандартов стоимости жилищно-коммунальных услуг на 2015 год и признании утратившими силу отдельных постановлений Правительства Тверской области»: увеличены соответственно росту тарифов региональные стандарты стоимости жилищно-коммунальных услуг, используемые при определении прав граждан на субсидии на оплату жилого помещения и коммунальных услуг на 2015 год в городском округе город Тверь.

В соответствии с письмом Главного управления «Региональной энергетической комиссии» Тверской области - плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, в том числе для социально значимых категорий потребителей г. Тверь Главным управлением «Региональной энергетической комиссии» Тверской области не устанавливалась,

Таким образом, льготные тарифы на отопление и горячую воду для большинства населения г.Тверь фактически отсутствуют поэтому прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию, в схеме не проводился.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с частью 9 статьи 10 Федерального закона от 27.07.2012 №190-ФЗ «О теплоснабжении» «...Поставки тепловой энергии (мощности) теплоносителя в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 01 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется...».

«Правила заключения долгосрочных договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, в целях обеспечения потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, потребляющими тепловую энергию (мощность) и теплоноситель и введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г.», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» (далее - Правила) устанавливают порядок заключения долгосрочного (на срок более чем 1 год) договора теплоснабжения между потребителем тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным по соглашению сторон (далее - нерегулируемый долгосрочный договор), в целях обеспечения потребления тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя объектами, потребляющими тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель (далее - теплопотребляющие объекты) и введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г.

Нерегулируемый долгосрочный договор заключается при соблюдении следующих условий:

- заключение нерегулируемого долгосрочного договора в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 г., не влечет за собой дополнительное увеличение тарифов на тепловую энергию (мощность) для потребителей тепловой энергии, теплопотребляющие объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 г. (далее - отсутствие отрицательных тарифных последствий);
- существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью) и (или) теплоносителем от источников тепловой энергии потребителя тепловой энергии.

Технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью) и (или) теплоносителем от источников тепловой энергии потребителя тепловой энергии существует, если теплопотребляющий объект потребителя тепловой энергии, снабжение которого тепловой энергией (мощностью) и (или) теплоносителем планируется осуществлять по нерегулируемому долгосрочному договору, а также источник тепловой энергии, с использованием которого планируется производство тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, поставляемых по нерегулируемому долгосроч-

ному договору, расположены или будут расположены в одной системе теплоснабжения при выполнении одного из следующих условий:

- а) имеются документы, подтверждающие, что теплопотребляющий объект и источник тепловой энергии в установленном порядке подключены к системе теплоснабжения;
- б) потребителем тепловой энергии (теплоснабжающей организацией в отношении источника тепловой энергии) заключен договор о подключении к системе теплоснабжения в отношении такого теплопотребляющего объекта;
- в) имеются технические условия, предусматривающие максимальную нагрузку (мощность) и сроки подключения теплопотребляющего объекта (источника тепловой энергии) к сетям теплоснабжения, предоставленные в порядке, установленном градостроительным законодательством Российской Федерации.

В г. Тверь на момент разработки схемы теплоснабжения, по информации, полученной от теплоснабжающих организаций, действующие договоры теплоснабжения между ними и потребителями тепловой энергии заключались только с фиксированным сроком действия, на срок не более 1 финансового года. Долгосрочные (на срок более чем 1 год) договоры теплоснабжения между потребителем тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным по соглашению сторон, в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, потребляющими тепловую энергию и введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г. не заключались. Заключению данных договоров не планируется и в перспективе. На основании этого прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения, в схеме не определялся.

Для заключения нерегулируемых долгосрочных договоров в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» устанавливается следующий порядок:

- Одна сторона нерегулируемого долгосрочного договора, имеющая намерение заключить нерегулируемый долгосрочный договор (теплоснабжающая организация или потребитель тепловой энергии), сообщает в письменной форме другой стороне о своем намерении с изложением существенных условий такого договора и приложением документов, подтверждающих выполнение одного из условий, указанных в пункте 3 Правил.
- Теплоснабжающая организация или потребитель тепловой энергии в течение 7 календарных дней с даты получения согласия на заключение нерегулируемого долгосрочного договора направляет заявку в орган регулирования на предоставление заключения об отсутствии отрицательных тарифных последствий.
- Орган регулирования в течение 20 рабочих дней с даты поступления заявки от теплоснабжающей организации или потребителя тепловой энергии на предоставление заключения об отсутствии отрицательных тарифных последствий выдает соответствующее заключение.
- После получения заключения органа регулирования об отсутствии отрицательных тарифных последствий стороны в течение согласованного ими срока проводят переговоры по согласованию условий нерегулируемого долгосрочного договора теплоснабжения и заключают нерегулируемый долгосрочный договор теплоснабжения.

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В соответствии с частью 3 статьи 10 Федерального закона от 27.07.2012 №190-ФЗ «О теплоснабжении» «... В случае заключения между теплоснабжающей организацией и потребителем долгосрочного договора теплоснабжения (на срок более чем один год) орган регулирования в соответствии с условиями такого договора устанавливает долгосрочный тариф на реализуемую потребителю тепловую энергию (мощность), определенный в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» «...долгосрочные тарифы - тарифы в сфере теплоснабжения, установленные на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности регулируемых организаций в числовом выражении или в виде формул. Долгосрочные тарифы устанавливаются на срок более 1 финансового года с учетом особенностей, предусмотренных настоящим документом».

В соответствии пунктом 51 указанного постановления «... Долгосрочные тарифы устанавливаются органом регулирования для регулируемой организации в числовом выражении или в виде формул отдельно на каждый год долгосрочного периода регулирования на основании определенных органом регулирования для такой регулируемой организации значений долгосрочных параметров регулирования ее деятельности и иных прогнозных параметров регулирования. Значения долгосрочных параметров регулирования деятельности регулируемой организации, для которой устанавливаются такие тарифы, определяются органом регулирования на весь долгосрочный период регулирования, в течение которого не пересматриваются».

В г. Тверь на момент разработки схемы теплоснабжения, по информации, полученной от теплоснабжающих организаций, действующие договора теплоснабжения между ними и потребителями тепловой энергии заключались только с фиксированным сроком действия, на срок не более 1 финансового года. Долгосрочные (на срок более чем 1 год) договора теплоснабжения между потребителем тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по регулируемым ценам, в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, потребляющими тепловую энергию, не заключались. Заключению данных договоров не планируется в перспективе на 2013 год. На основании этого прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене, в схеме не определялся.