



Муниципальное образование город Нижнекамск

---

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –  
Г. НИЖНЕКАМСК НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА**

**(Актуализация)**

**Том 2. Обосновывающие материалы**

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

**ШИФР 009.16.СТ-ОМ.001.000**

Казань, 2025 г.

## СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	ШИФР
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация) Том 1. Утверждаемая часть	009.16.СТ-УЧ.001.000
Схема теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск на период до 2040 года (Актуализация) Том 2. Обосновывающие материалы	
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.001.000
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.002.000
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.003.000
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	009.16.СТ-ОМ.004.000
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования город Нижнекамск	009.16.СТ-ОМ.005.000
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	009.16.СТ-ОМ.006.000
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	009.16.СТ-ОМ.007.000
Глава 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	009.16.СТ-ОМ.008.000
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	009.16.СТ-ОМ.008.000
Глава 10 Перспективные топливные балансы	009.16.СТ-ОМ.010.000
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.011.000
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	009.16.СТ-ОМ.012.000

<b>Наименование документа</b>	<b>ШИФР</b>
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения города Нижнекамска	009.16.СТ-ОМ.013.000
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия	009.16.СТ-ОМ.014.000
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций	009.16.СТ-ОМ.015.000
Глава 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.016.000
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.017.000
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в разработанной схеме теплоснабжения	009.16.СТ-ОМ.018.000
Глава 19 Перспективное положение по воздействию систем теплоснабжения на экологию	009.16.СТ-ОМ.019.000

## Оглавление

1	Функциональная структура теплоснабжения.....	19
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	22
1.2	Описание зоны действия источников тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	26
1.3	Т Описание зоны действия котельных .....	26
1.4	Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	26
2	Источники тепловой энергии.....	28
2.1	Структура и технические характеристики основного оборудования .....	28
2.2	Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	40
2.3	Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто .....	42
2.4	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств .....	44
2.4.1	Источник тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».....	44
2.4.2	Источник тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) .....	50
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 .....	52
2.6	Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок .....	57
2.6.1	Источник тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».....	57
2.6.2	Источник тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) .....	63

2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха ....	67
2.8 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности .....	70
2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	70
2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	79
2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	79
2.12 Динамика изменения эксплуатационных показателей .....	79
3 Тепловые сети, сооружения на них .....	84
3.1 Структура тепловых сетей .....	84
3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	87
3.3 Центральные тепловые пункты и насосные станции.....	88
3.4 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	95
3.5 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	131
3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	133
3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	137
3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	137
3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	137
3.10 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	148

3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	151
3.12 Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	151
3.13 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	152
3.14 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	155
4 Зоны действия источников тепловой энергии.....	157
5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии ..	160
5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	160
5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	162
5.2.1 Метод расчета фактических нагрузок по данным приборов коммерческого учета тепловой энергии, установленных на объектах теплопотребления.....	162
5.2.2 Метод расчета фактических нагрузок в расчетных элементах территориального деления на основании данных отпуска тепловой энергии с коллекторов источников.....	164
5.3 Определение расчетных нагрузок потребителей тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха .....	167
5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	168
5.5 Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Нижнекамска .....	170
5.6 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	171

6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	173
6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии .....	173
6.2	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	176
6.3	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю .....	176
6.4	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 .....	176
7	Балансы теплоносителя .....	178
7.1	Описание балансов 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.....	178
8	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	181
8.1	Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	181
8.2	Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями .....	189
8.3	Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки	191
8.4	Описание приоритетного направления развития топливного баланса г. Нижнекамска .....	195
9	Надежность теплоснабжения .....	196
9.1	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	196

9.2	Частота отключений потребителей .....	197
9.3	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений .....	199
9.4	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" .....	199
9.5	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	200
10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	201
10.1	Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования .....	201
11	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	213
11.1	Динамика утвержденных 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.....	213
11.2	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	215
11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения .....	215
11.4	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	216
12	Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения г. Нижнекамск .....	218



12.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере .....	220
12.2 Описание текущего объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г.Нижнекамск .....	222
13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения .....	226
13.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	226
13.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	228
13.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	233
13.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	233
13.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	233
14 Приложение 1. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии .....	234

## Перечень рисунков

Рис. 1.1. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска .....	21
Рис. 1.2. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от Филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)».....	23
Рис. 1.3. Схема выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).....	24
Рис. 2.1. Принципиальная технологическая схема станции филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» .....	62
Рис. 2.2. Принципиальная технологическая схема станции ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).....	64
Рис. 2.3. Принципиальная технологическая схема трубопроводов сетевой воды ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2) .....	65
Рис. 2.4. Принципиальная технологическая схема паровых трубопроводов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).....	66
Рис. 2.5. Температурный график сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2) .....	68
Рис. 3.1. Схема зон действия тепловодов .....	86
Рис. 3.2. Паропроводы предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис» (1).....	128
Рис. 3.3. Паропроводы предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис» (2).....	129
Рис. 3.4. Трубопроводы тепловой сети предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис» .....	130
Рис. 3.5. Температурный график сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» .....	135
Рис. 4.1. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска (от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по тепловодам ТВ-1, ТВ-2, ТВ-4 (БСИ); от ТЭЦ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по тепловоду ТВ-3.....	159
Рис. 8.1. Паспорт качества газа за март 2023 года (1).....	192
Рис. 8.2. Паспорт качества газа за март 2023 года (2).....	193
Рис. 8.3. Паспорт качества мазута от 02.07.2022 .....	194

## Перечень таблиц

Табл. 2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2023..... 29

Табл. 2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2023 год..... 30

Табл. 2.3. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2023 год..... 31

Табл. 2.4. Технические характеристики редуциционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2023 год..... 32

Табл. 2.5. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в 2023 году..... 32

Табл. 2.6. Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» за 2023 год ..... 33

Табл. 2.7. Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» за 2023 год ..... 33

Табл. 2.8. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2023 год..... 36

Табл. 2.9. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2023 год актуализации схемы теплоснабжения..... 36

Табл. 2.10. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2023 год..... 37

Табл. 2.11. Технические характеристики редуционно-охладительной установки источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2023 год актуализации схемы теплоснабжения..... 38

Табл. 2.12. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году ..... 38

Табл. 2.13. Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2023 год..... 39

Табл. 2.14. Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2023 год..... 39

Табл. 2.15. Перечень котельных города Нижнекамска..... 40

Табл. 2.16. Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)..... 40

Табл. 2.17. Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период) ..... 41

Табл. 2.18. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» ..... 43

Табл. 2.19. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)..... 43

Табл. 2.20 Состав оборудования станции ВПУ филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)..... 47

Табл. 2.21. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в 2023 году ..... 53

Табл. 2.22. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году .. 54

Табл. 2.23. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году ..... 55

Табл. 2.24. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году ..... 56

Табл. 2.25. Температуры сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по тепловодам Город-1, Город-2, М-3, БСИ..... 69

Табл. 2.26. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» ..... 70

Табл. 2.27. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) ..... 70

Табл. 2.28. Перечень и сведения о приборах учета тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)..... 74

Табл. 2.29. Перечень и сведения о приборах учета тепловой энергии Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» ..... 78

Табл. 3.1 Центральные тепловые пункты теплосетевой организации АО "ВКиЭХ" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"..... 88

Табл. 3.2 Характеристика насосного оборудования ЦТП теплосетевой организации АО "ВКиЭХ" в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" в 2023 году ..... 88

Табл. 3.3. Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» .....	94
Табл. 3.4. Характеристики тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети».....	96
Табл. 3.5 Общая характеристика магистральных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2023 год актуализации схемы теплоснабжения .....	115
Табл. 3.6 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации филиал АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2023 год актуализации схемы теплоснабжения .....	115
Табл. 3.7 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети».....	117
Табл. 3.8 Характеристики тепловых сетей АО «ВК и ЭХ» .....	<b>Ошибка!</b>
<b>Закладка не определена.</b>	
Табл. 3.9 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации АО «ВК и ЭХ».....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 3.10 Характеристики тепловых сетей АО «Танеко» .....	119
Табл. 3.11 Общая характеристика магистральных тепловых сетей АО "ТАНЕКО" за 2023 год .....	126
Табл. 3.12 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2023 год .....	126
Табл. 3.13 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2023 год .....	126
Табл. 3.14 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2023 год .....	127
Табл. 3.15 Перечень и характеристики секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети».....	131
Табл. 3.16 Сведения по гидравлическим системам автоматического регулирования и защиты .....	133
Табл. 3.17 Перечень и характеристики секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях АО «ВКиЭХ» ...	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 3.18. Температуры сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по тепловодам Город-1, Город-2, М-3, БСИ.....	136
Табл. 3.19 Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей АО «ВК и ЭХ» .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

Табл. 3.20. Статистика отказов в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» .....	137
Табл. 3.21 Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» .....	148
Табл. 3.22. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей АО «ВКиЭХ», тыс. Гкал	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 3.23. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго», тыс. Гкал .....	149
Табл. 3.24. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс.Гкал.....	149
Табл. 3.25. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне действия источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», тыс. Гкал.....	150
Табл. 3.26. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей АО «ВК и ЭХ» потребителям .....	152
Табл. 3.27. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» потребителям.....	155
Табл. 3.28. Перечень бесхозных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации АО «ВКиЭХ».....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 3.29. Перечень бесхозных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети .....	156
Табл. 5.1. Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2018-2022 г.г., Гкал/ч .....	161
Табл. 5.2. Договорные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии ЕТО № 1 АО «Татэнерго» в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2023 год, Гкал/ч.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 5.3 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в г. Нижнекамске в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2023 год актуализации схемы теплоснабжения.....	169

Табл. 5.4 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за отопительный период и за год в целом, тыс. Гкал..... 169

Табл. 5.5 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за отопительный период и за год в целом в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2023 год, тыс. Гкал ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Табл. 5.6. Тепловые нагрузки ПАО «Нижнекамскнефтехим» ..... 170

Табл. 5.7. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижнекамскнефтехим» ..... 170

Табл. 5.8. Тепловые нагрузки АО «ТАИФ-НК» ..... 170

Табл. 5.9. Потребление тепловой энергии АО «ТАИФ-НК»..... 170

Табл. 5.10. Потребление тепловой энергии АО «Танеко»..... 170

Табл. 5.13. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки, Гкал/м<sup>2</sup> в месяц..... 171

Табл. 5.14. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки, Гкал/м<sup>2</sup> в месяц ..... 172

Табл. 5.15. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан, Гкал/м<sup>3</sup> ..... 172

Табл. 6.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч ..... 173

Табл. 6.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч..... 174

Табл. 7.1. Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2) ..... 178

Табл. 7.2. Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для подпитки тепловой сети..... 179

Табл. 7.3. Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. м<sup>3</sup> ..... 179

Табл. 7.4 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», тыс. м<sup>3</sup> ..... 180



Табл. 8.1. Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)..... 182

Табл. 8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)..... 185

Табл. 8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)..... 185

Табл. 8.4. Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» ..... 186

Табл. 8.5. Нормативы запасов топлива на источнике тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»..... 190

Табл. 8.6. Нормативы запасов топлива на источнике тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "Нижекамская ТЭЦ" (ПТК-2)..... 190

Табл. 9.1 Динамика изменения повреждаемости системы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» ..... 198

Табл. 9.2 Показатели повреждаемости системы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети»..... 198

Табл. 9.3 Показатели восстановления в системе теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» в зоне деятельности ЕТО .... 198

Табл. 9.4 Динамика изменения повреждаемости системы теплоснабжения АО «ВК и ЭХ» ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Табл. 9.5 Показатели повреждаемости системы теплоснабжения АО «ВК и ЭХ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Табл. 10.1. Техничко-экономические показатели теплосетевой организации АО "Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство" ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Табл. 10.2. Техничко-экономическис покарзатели теплосетевой организации АО "Водопрводно-каналлизационное и энергетическое хозяйство" за 2023 год .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Табл. 10.3. Техничко-экономическис покарзатели ЕТО-1 АО «Татэнерго» .....	201
Табл. 10.4. Техничко-экономическис покарзатели источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» .....	203
Табл. 10.5. Техничко-экономическис покарзатели источника тепловой энергии ООО "Нижекамская ТЭЦ" (ПТК-2) .....	208
Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии города Нижекамска (без НДС), руб./Гкал.....	214
Табл. 11.2. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО «Татэнерго» (без НДС), руб./Гкал .....	214
Табл. 11.3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО «Татэнерго» (с НДС), руб./Гкал .....	214
Табл. 11.4. Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения Акционерного общества «Татэнерго» филиал Нижекамские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки .....	215
Табл. 11.5 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N 1 АО «Татэнерго» (с НДС), руб./Гкал/ч .....	217
Табл. 12.1. Информация по текущему состоянию автоматизации ЦТП АО «ВКиЭХ» .....	229

# 1 Функциональная структура теплоснабжения

Муниципальное образование «город Нижнекамск» (далее по тексту МО «г.Нижнекамск») включает в себя город Нижнекамск (административный центр), включая весь промышленный узел, деревня Дмитриевка, деревня Ильинка, поселок Биклянский лесничество, на основании генерального плана МО «г.Нижнекамск», утвержденного Нижнекамским городским Советом Республики Татарстан 12.10.2022 №42.

Сегодня это один из наиболее развитых муниципальных образований Республики Татарстан. Обладает крупным индустриально-аграрным производством, строительной и транспортной инфраструктурой, мощным научным и образовательным потенциалом, развитой сетью здравоохранения и сферой социальных услуг.

МО «г.Нижнекамск» расположено в излучине реки Камы на левом её берегу, близ места впадения в неё реки Зай, в 2 км от речного порта, в 35 км от железнодорожной станции Круглое поле (линия Агрыз—Акбаш). Расстояние до Набережных Челнов — 35 км, до Казани — 236 км. Площадь — 61,0 км².

Основу промышленности составляют крупные предприятия, представляющие наукоемкие отрасли – нефтехимию и нефтепереработку, энергетику, а также мощный строительный комплекс. Крупнейшими градообразующими предприятиями Нижнекамска являются: ПАО «Нижнекамскнефтехим», АО «ТАИФ-НК», предприятия ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, АО «ТАНЕКО», ООО «Нижнекамская ТЭЦ», филиал АО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)".

Наличие крупных промышленных предприятий определило структуру теплогенерирующих мощностей МО «г.Нижнекамск» – единственными централизованными источниками теплоснабжения в городе Нижнекамск выступают две ТЭЦ - филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ранее обе ТЭЦ представляли две промышленные площадки одной станции – ПТК-1 и ПТК-2, соответственно).

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Разрабатываемая схема теплоснабжения не выходит за пределы границы МО «г.Нижнекамск». Части территорий с. Большое Афанасово Афанасовского сельского поселения и части пос. Красный Ключ Красноключинского сельского поселения входящие в зоны действия источников тепловой энергии- филиал АО

«ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» в данной схеме теплоснабжения не рассматриваются.

Зоны действия централизованных источников тепловой энергии города Нижекамска приведены на Рис. 1.1.

Теплоснабжения потребителей города и промзоны БСИ осуществляется от АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по тепловодам АО «Татэнерго» - 1, 2 и 4 («Город-1», «Город-2» и «БСИ», соответственно). Теплоснабжения промышленных потребителей осуществляется с коллекторов станции по отдельным трубопроводам.

Теплоснабжения города от Нижекамской ТЭЦ – ПТК-2 осуществляется по Тепловоду-3 («М-3»). Промышленные потребители также получают тепловую энергию непосредственно с коллекторов станции в виде пара по отдельным паропроводам.

Теплоснабжение потребителей города и промзоны БСИ осуществляется по Нижекамским ТЭЦ по магистральным тепловодам филиала АО «Татэнерго» - ТВ-1, ТВ-2, ТВ-3 и ТВ-4 БСИ. Распределение тепловой энергии от магистральных тепловодов филиала АО «Татэнерго» осуществляется через ЦТП и распределительные сети АО «ВКиЭХ». Тепловые сети АО «ВКиЭХ» выкуплены АО «Татэнерго».

Магистральные тепловые сети между ПТК-1, ПТК-2 и городом проложены в надземном исполнении на низкой эстакаде за городом. По территории города трубопроводы проходят в подземных непроходных каналах, которые располагаются вдоль магистральных улиц города.

От магистральных тепловых сетей идут ответвления к ЦТП, в которых осуществляется подготовка горячей воды и распределение внутриквартального теплоснабжения, осуществляется контроль, регулирование параметров теплоносителя, учет тепловой энергии распределения тепла между потребителями. Система теплоснабжения закрытая.

На балансе АО «Татэнерго» находятся 95 ЦТП и 746,080 км магистральных и распределительных сетей тепловодоснабжения (в одноструйном исчислении), в т.ч. сети отопления - 504,789 км, сети ГВС – 241,291 км. Тепловые сети в г. Нижекамск до ЦТП выполнены двухтрубной прокладкой. После ЦТП тепловые сети проложены четырехтрубной прокладкой.



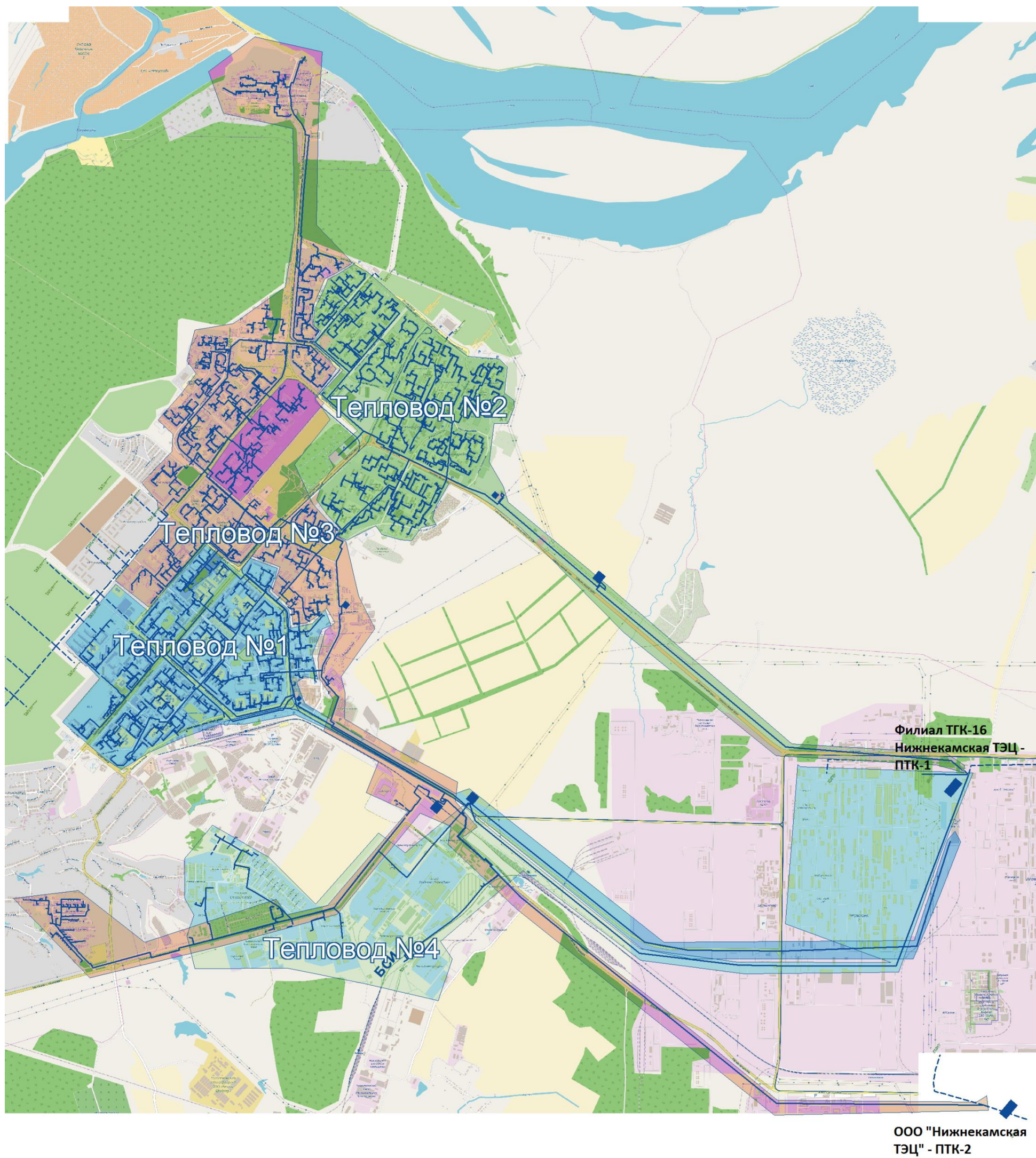


Рис. 1.1. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска



## **1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

В городе Нижнекамске централизованное теплоснабжение осуществляется от двух ТЭЦ двух различных теплогенерирующих компаний:

1. Филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»;
2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).

Часть тепловой энергии в виде пара и горячей воды отпускается ТЭЦ промышленным потребителям непосредственно с коллекторов.

Так, филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» отпускает тепловую энергию с коллекторов для нужд ПАО «Нижнекамскнефтехим», предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, АО «ТАИФ-НК» в виде горячей воды и пара различных параметров. Отпуск пара и сетевой воды прямым промышленным потребителям осуществляется с коллекторов ТЭЦ непосредственно в сети промышленных потребителей.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» отпускает тепловую энергию в виде пара с коллекторов ТЭЦ для нужд ПАО «Нижнекамскнефтехим», предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES и АО «Танеко».

Для нужд централизованного теплоснабжения обе ТЭЦ (ПТК-1 и ПТК-2) осуществляют отпуск тепловой энергии в виде горячей воды в магистральные теплопроводы, находящиеся на балансе филиала АО «Татэнерго» – «Нижнекамские тепловые сети».

Поставка тепловой энергии в сети АО «Татэнерго» осуществляется от коллекторов ТЭЦ в четыре тепломагистрали:

1. В тепловод ТВ-1 (Город-1) от ПТК-1. Диаметр трубопровода подачи – Ду800, диаметр трубопровода обратной воды – Ду700;
2. В тепловод ТВ-2 (Город-2) от ПТК-1. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду700;
3. В тепловод ТВ-3 (М-3) от ПТК-2. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду1000;
4. В тепловод ТВ-4 (БСИ) от ПТК-1. Диаметр подающего и обратного трубопроводов Ду700.

Схемы выдачи тепловой энергии в виде горячей воды от ТЭЦ ПТК-1 и ТЭЦ ПТК-2 представлены на Рис. 1.2, Рис. 1.3.







Филиал АО «Татэнерго» – «Нижекамские тепловые сети» осуществляет покупку тепловой энергии в горячей воде с коллекторов ТЭЦ, обеспечивает передачу тепловой энергии по магистральным трубопроводам, а также осуществляет реализацию тепловой энергии конечным потребителям.

Реализация тепловой энергии АО «Татэнерго» осуществляется либо непосредственно от магистральных распределительных сетей АО «Татэнерго».

Зоной эксплуатационной ответственности филиала АО «Татэнерго» – «Нижекамские тепловые сети» являются магистральные трубопроводы тепловых сетей с границей эксплуатационной ответственности от ограждения территории (забора) ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) до наружной стены ЦТП-10, 11, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, а так же в тепловых камерах ТК3, ТК8, УТ1, ТК10, ТК13, ТК15, ТК70, ТК66, ТК102, ТК103, ТК104, ТК105, ТК104, ТК103, ТК102, ТК104, ТК103, ТК101, ТК58, ТК40, ТК43, ТК2, ТК3, ТК4, ТК5, ТК7, ТК21, ТК8, ТК9, ТК11, ТК76, ТК78, ТК80, ТК87, ТК89, ТК101А, ТК109, ТК1, ТК26, ТК25, ТК23, ТК22, ТК13, ТК14, ТК17, ТК19\*, ТК18, ТК4\*, ТК4\*, ТК138, ТК138\*, ТК133, ТК1, ТК10\* на врезках от магистральных тепловых сетей до 1 фланцевого соединения (задвижка).

На балансе предприятия АО «Татэнерго» – «Нижекамские тепловые сети» находятся 95 ЦТП и распределительные сети, которые со своей стороны обеспечивает транспортировку тепловой энергии через распределительные сети, обслуживание этих сетей и ЦТП, а также осуществляет подключение новых потребителей к распределительным сетям системы теплоснабжения.

## **1.2 Описание зоны действия источников тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Основными источниками теплоснабжения города являются источники тепловой мощности с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – две ТЭЦ (ПТК-1 и ПТК-2).

В настоящее время зоны действия ТЭЦ сложились следующим образом.

Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» обеспечивает потребность в паре и горячей воде для большей части промышленного кластера города Нижнекамска. Наиболее крупным промышленным потребителем является ПАО «Нижекамскнефтехим».

Кроме того, филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» осуществляет поставки тепловой энергии потребителям города Нижнекамска и промзоны БСИ по трем тепловодам – ТВ-1 (Город-1), ТВ-2 (Город-2) и ТВ-4 (БСИ).

ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) осуществляет теплоснабжения ряда промышленных потребителей - ПАО «Нижекамскнефтехим», предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, АО «ТАНЕКО».

Теплоснабжение потребителей города ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) осуществляет через тепловод ТВ-3.

## **1.3 Описание зоны действия котельных**

Источники теплоснабжения в виде котельных представлены в городе исключительно производственными котельными промышленных предприятий.

Так, собственные источники тепловой энергии в виде утилизационных котельных имеют ПАО «Нижекамскнефтехим» и АО «Нижекамсктехуглерод». В ООО «Камэнергостройпром» используется большой перечень водогрейных котлов малой мощности для обеспечения теплоснабжения собственных объектов.

## **1.4 Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Теплоснабжение МО «г.Нижнекамск» осуществляется как от централизованных источников тепла так и от автономных источников. Теплоснабжение в городе Нижнекамск представлено в виде индивидуального теплоснабжения домов ИЖС в зонах частной застройки города и массивов СНТ, где имеются участки с круглогодичным проживанием. В деревнях Дмитриевка,

Ильинка и поселке Биклянское лесничество предусмотрено индивидуальное теплоснабжение.

## **2 Источники тепловой энергии**

### **2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования**

В данном разделе представлена информация по структуре основного оборудования централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска – ТЭЦ ПТК-1 и ПТК-2, а также структура основного оборудования котельных промышленных предприятий.

Основное оборудование филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» включает в себя 16 энергетических и 5 водогрейных котлов, а также 10 турбоагрегатов. Состав и технические характеристики основного оборудования филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» представлены в таблицах ниже.

**Табл. 2.1. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2024**

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	2	ЛМЗ	1967	60	139	55	84	130	560
Р-100-130/15	3	ТМЗ	1970	100	405	0	405	130	560
ПТ-60-130/13	4	ЛМЗ	1969	60	139	55	84	130	560
Т-100/120-130-2	5	ТМЗ	1971	105	160	160	0	130	560
Р-70/100-130/15	6	ТМЗ	1972	70	405	0	405	130	560
Т-100/120-130-2	7	ТМЗ	1973	105	168	168	0	130	560
Р-100-130/15	8	ТМЗ	1974	100	405	0	405	130	560
Р-70/100-130/15	9	ТМЗ	1976	70	405	0	405	130	560
Т-100/120-130-3	10	ТМЗ	1977	110	175	175	0	130	560
Р-100-130/15	11	ТМЗ	1977	100	405	0	405	130	560
<b>Итого:</b>				<b>880</b>	<b>2806</b>	<b>613</b>	<b>2193</b>		

**Табл. 2.2. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2024 год**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см2	температура, °C	основное	резервное
ТГМ-84	1	1967	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84А	2	1967	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84А	3	1968	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84А	4	1969	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84А	5	1970	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	6	1971	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	7	1972	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	8	1973	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	9	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	10	1975	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	11	1975	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-96Б	12	1976	480	140	560	газ	мазут
ТГМ-96Б	13	1977	480	140	560	газ	мазут
ТГМ-96Б	14	1977	480	140	560	газ	мазут
ТГМ-96Б	15	1977	480	140	560	газ	мазут
ТГМ-96Б	16	1978	480	140	560	газ	мазут
<b>ИТОГО</b>	<b>16 шт.</b>		<b>7020</b>	-	-	-	-

**Табл. 2.3. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2024 год**

Марка котла	Ст.№	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-100	1	1970	100	110	155	газ	мазут
ПТВМ-100	2	1975	100	110	150	газ	мазут
ПТВМ-180	3	1976	180	110	150	газ	мазут
ПТВМ-180	4	1976	180	110	150	газ	мазут
ПТВМ-180	5	1977	180	110	150	газ	мазут
ИТОГО			740				

**Табл. 2.4. Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» на 2024 год**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
БРОУ 140/30-23	100	1973
БРОУ 140/30-23	60	1975
БРОУ 140/30	250	2023
БРОУ 140/30	150	2012
БРОУ 140/14	250	1992
БРОУ 140/14	250	1991
БРОУ 140/14	250	2021
БРОУ 140/14	200	1975
РОУ 54/30-22	90	1977
РОУ 54/30-22	90	1973
РОУ 54/30-22	90	1975
РОУ 54/30-22	90	1977
РОУ 54/30-22	90	1978
РОУ 14/10	60	1967
РОУ 14/10	60	1967
РОУ 14/1,2	60	1978
РОУ 14/1,2	60	1978
РОУ 14/1,2	60	1978
РРОУ 140/14	150	1988
РРОУ 140/14	150	2021
РРОУ 140/14	150	1993
РРОУ 140/14	250	1994

**Табл. 2.5. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в 2024 году**

Н п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	ПБ-1	ПСВ-315-14-23	ОАО "Сарэнергомаш"	2011
2	ПБ-2	ПСВ-315-14-23	ОАО "Сарэнергомаш"	2008
3	ПБ-3	ПСВ-315-14-23	ОАО "Сарэнергомаш"	1977
4	ПБ-4	ПСВ-315-14-23	ОАО "Сарэнергомаш"	2012
5	ПБ-5	ПСВ-315-14-23	ОАО "Сарэнергомаш"	2012
6	ОБ	ПСВ-500-3-23	ОАО "Сарэнергомаш"	2012
7	ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	ЗАО "Уральский турбинный завод"	2015



№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
8	ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	Турбомоторный завод	1972
9	ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	Турбомоторный завод	1974
10	ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	Турбомоторный завод	1974
11	ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	Турбомоторный завод	1977
12	ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	Турбомоторный завод	1977

**Табл. 2.6. Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» за 2024 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСВ-500-3-23 ОБ	52,5	1500
ПСГ-2300-2-8-I (ПСГ-1 ТГ-5,7,10)	87,5 (109)	4500
ПСГ-2300-3-8-II (ПСГ-2 ТГ-5,7,10)	87,5 (109)	4500
Пиковые бойлеры		
ПСВ 315-14-23 ПБ-1	45,2	1130
ПСВ 315-14-23 ПБ-2	45,2	1130
ПСВ 315-14-23 ПБ-3	45,2	1130
ПСВ 315-14-23 ПБ-4	45,2	1130
ПСВ 315-14-23 ПБ-5	45,2	1130

**Табл. 2.7. Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» за 2024 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
СН-1	КРХА-300/660-40А	1250	140	630	1
СН-2	СЭ-1250-140	1250	123	630	1
СН-3,4	14СД-10Х2	1260	123	630	2
СН-5,6	20А-6А	2000	107,5	800	2
СН-7-10	СЭ-1250-140	1250	140	630	4
СН-11,13	СЭ-1250-140	1250	140	630	2
СН-12,14	СЭ-1250-140-11	1250	140	510	2
СН-15,16	СЭ-2500-60	2500	60	500	2

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
СН-17	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1
ПСН-1,3÷6	18НДС	1980	34	250	5
ПСН-2	А Д2500-62-2	2500	62	250	1
ПСН-7,8	СЭ-2500-60	2500	60	500	2

Основное оборудование ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) включает в себя 9 энергетических и 2 водогрейных котлов, а также 7 турбоагрегатов.

В состав основного оборудования входят энергетические котлоагрегаты ст.№№1-9 типа ТГМЕ 464 (основные характеристики энергетических котлоагрегатов приведены в табл.2.9), пиковые водогрейные котлы ст.№№1,2 типа ПТВМ-180 (характеристики пиковых водогрейных котлов приведены в табл. 2.10) и турбоагрегаты:

- ст.№№1,2 типа ПТ 135/165-130/15;
- ст.№3 типа Р – 40-130/31;
- ст.№4 типа Р-100-130/15 перемаркирована на Р-97/100-130/16;
- ст.№5 типа Р-100-130/15 перемаркирована на Р-97/100-130/15;
- ст.№№6,7 - приключенные турбины типа К-110-1,6.

Основные характеристики турбоагрегатов приведены в Табл. 2.8.

Турбины ст.№№1,2 (ПТ 135/165-130/15) – конденсационные агрегаты с 2-мя регулируемыми и 5-ю нерегулируемыми отборами пара. Пар из нерегулируемых отборов подаётся на подогреватели системы регенерации, из регулируемых – на подогреватели сетевой воды, включая деаэраторы высокого давления, а также внешним потребителям. Давление производственного отбора 15 ата (8...18 ата), давление теплофикационного отбора 1,2 ата (0,9...2,5 ата).

Подогрев питательной воды осуществляется в 3-х подогревателях высокого давления (ПВД). Одноточная группа ПВД состоит из вертикальных подогревателей сварной конструкции типа ПВ-800-230-32, ПВ-800-230-21 и ПВ-800-230-14. Все ПВД имеют пароохладитель и охладитель конденсата. Конденсат греющего пара ПВД отводится по каскадной схеме и направляется в ДВД 7 ата. Конденсат от ПСГ-2 подается в линию основного конденсата турбины между ПНД-2 и ПНД-3, а конденсат от ПСГ-1 подается в линию основного конденсата турбины между ПНД-2 и ПНД-1.

Конденсационная установка включает в себя поверхностный двухходовой конденсатор типа К-2-6000-1 с поверхностью охлаждения основных пучков 4920 м<sup>2</sup> и поверхностью охлаждения встроенных пучков 1080 м<sup>2</sup>.

Турбины ст.№№4,5 (Р-97/100-130/16, Р-97/100-130/15) – агрегаты с противодавлением с 2-мя нерегулируемыми отборами пара (предназначены для подогревателей системы регенерации), а также с регулируемым отпуском пара из противодавления на один подогреватель системы регенерации высокого давления, на подогреватель возвратного конденсата и внешним потребителям. Величина противодавления составляет 14 ата (12...21 ата).

Регенерационный подогрев питательной воды осуществляется в подогревателях высокого давления. Однопоточная группа ПВД состоит из вертикальных подогревателей сварной конструкции типа ПВ-800-230-32, ПВ-800-230-21 и ПВ-800-230-14. Все ПВД имеют пароохладитель и охладитель дренажа. Конденсат греющего пара ПВД сливается каскадно и подается в деаэрактор 7 ата.

Турбина ст.№3 типа Р-40-130/31 номинальной мощностью 40 мВт с регулируемым противодавлением 31 кгс/см<sup>2</sup> предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-63-2 и обеспечения паром среднего давления или технологических нужд. Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий 9 ступеней давления: двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления.

**Табл. 2.8. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год**

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-135/165-130/15	1	УТЗ	1979	135	305	110	195	130	555
ПТ-135/165-130/15	2	УТЗ	1980	135	305	110	195	130	555
Р-40-130/31	3	УТЗ	1980	40	245	0	245	130	555
Р-97/100-130/16	4	УТЗ	1980	97	365	0	365	130	555
Р-97/100-130/15	5	УТЗ	1983	97	0	0	0	130	555
К-110-1,6	6	УТЗ	2016	110	0	0	0	130	555
К-110-1,6	7	УТЗ	2016	110	0	0	0	130	555
Итого:				724	1220	220	1000		

**Табл. 2.9. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см <sup>2</sup>	температура, °С	основное	резервное
ТГМЕ-464	1	1979	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	2	1980	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	3	1980	500	140	560	Газ природный	Мазут

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см2	температура, °С	основное	резервное
ТГМЕ-464	4	1981	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	5	1981	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	6	1982	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	7	1983	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	8	1985	500	140	560	Газ природный	Мазут
ТГМЕ-464	9	1987	500	140	560	Газ природный	Мазут
ИТОГО	9 шт.	-	4 500	-	-	-	-

**Табл. 2.10. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год**

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-180	1	1980	180	70	150	Газ природный	Мазут
ПТВМ-180	2	1979	180	70	150	Газ природный	Мазут
ИТОГО	2 шт.	-	360	-	-	-	-

**Табл. 2.11. Технические характеристики редукционно-охладительной установки источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
БРОУ 140/45 №1,2	156	2013
БРОУ 140/30 №1,2,3	250	1980
БРОУ 140/15 №1,2	250	1980
БРОУ 140/15 №3	250	1983
РРОУ 140/15 №1	150	1979
РРОУ 140/15 №2	150	2017
РОУ 15/1,2 ата №1,2,3	60	1980

**Табл. 2.12. Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)	Год ввода в эксплуатацию
1	ОБ- №1	ПСВ-500-3-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	55,5(47,7)	1 150 (319)	1992
2	ОБ- №2	ПСВ-500-3-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	55,5(47,7)	1 650 (458)	1992
3	ПБ-№1	ПСВ-500-14-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	90 (77,4)	1 150 (319)	1992
4	ПБ-№2	ПСВ-500-14-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	90 (77,4)	1 150 (319)	1992

**Табл. 2.13. Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2024 год**

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСВ-500-3-23	55,5(47,7)	1 150 (319)
ПСВ-500-3-23	55,5(47,7)	1 650 (458)
Пиковые бойлеры		
ПСВ-500-14-23	90 (77,4)	1 150 (319)
ПСВ-500-14-23	90 (77,4)	1 150 (319)

**Табл. 2.14. Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2024 год**

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
ТГ-1 1 подъем (1С-4,5,6)	СЭ-1250-70	1250	70	300	3
ТГ-1 2 подъем (2С-4,5,6)	СЭ-1250-70	1250	70	300	3
ТГ-2 1 подъем (1С-1,2,3)	СЭ-2500-60	2500	60	500	3
ТГ-2 2 подъем (2С-1,2,3)	СЭ-2500-60	2500	60	500	3
Бойлерная (НБС-1,2,3)	КРНА-300/660-40А-19	1250	140	710	3

В Табл. 2.15 представлен перечень производственных котельных города и основного оборудования этих котельных. При этом все производственные котельные обеспечивают тепловой энергией собственные объекты и производства и не поставляют тепловую энергию на сторону.

**Табл. 2.15. Перечень котельных города Нижнекамска**

Наименование источника	Тип оборудования	Единичная мощность, Гкал/час	Кол-во, шт.	Всего, уст. мощность, Гкал/час
Утилизационная котельная ПАО «Нижнекамскнефтехим»	Котел-утилизатор Пр-56-3,5-300	25	3	75
Водогрейные котлы малой мощности ООО «Камэнергостройпром»	RS-A250(КВа-0,25Гн)	0,215	4	5,4
	RS-A200(КВа-0,2Гн)	0,172	4	
	RS-A300(КВа-0,3Гн)	0,258	6	
	RS-A400(КВа-0,4Гн)	0,344	4	
	RS-H100(КВа-0,095Гн)	0,086	4	
	RS-H200(КВа-0,2Гн)	0,172	3	
	RS-H40(КВа-0,04Гн)	0,034	2	
Утилизационная котельная АО «Нижнекамсктехуглерод»	ПКК 75/45	39	2	78

## **2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

В Табл. 2.16 представлены параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

**Табл. 2.16. Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2020	880	810	3746	613
2021	880	810	3746	613
2022	880	840	3746	613
2023	880	840	3746	613
2024	880	806	3746	613



Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) приведены в табл. 2.17.

**Табл. 2.17. Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)**

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2020	724	680	1580	1220
2021	724	680	1580	1220
2022	724	680	1580	1220
2023	724	680	1580	1220
2024	724	680	1580	1220

### **2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто**

Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто приведены источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) приведены в таблицах ниже.

**Табл. 2.18. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2020	613	3133	3746	0	3746	0,30	3745,70
2021	613	3133	3746	0	3746	0,36	3745,64
2022	613	3133	3746	0	3746	0,34	3745,66
2023	613	3133	3746	0	3746	0,33	3745,67
2024	613	3133	3746	0	3746	0,33	3745,67

**Табл. 2.19. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2020	1220	360	1580	0	1580	18,0	1562
2021	1220	360	1580	0	1580	18,0	1562
2022	1220	360	1580	0	1580	18,0	1562
2023	1220	360	1580	0	1580	18,0	1562
2024	1220	360	1580	0	1580	18,8	1561

## **2.4 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств**

### **2.4.1 Источник тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Источниками водоснабжения филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» являются вода реки Кама и возвратный конденсат ПАО «Нижекамскнефтехим». Для заполнения пароводяного контура и восполнения потерь пара на филиале АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» применяется химическая обработка воды в химических цехах №1,2. Химически обессоленная вода подается в питательный узел котлов, туда же подается конденсат отработанного пара конденсатных турбин ТЭЦ.

Установка подпитки теплосети химического цех №1 Филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)».

- Год ввода в эксплуатацию: 1966 год.
- Мощность проектная – 150 т/ч очищенной воды.
- Мощность на момент составления технологического регламента – 300 т/ч очищенной воды.

Метод производства:

- подкисление осветленной воды Н - катионированной водой;
- подача отмывочных вод анионитовых фильтров с обессоливающей установки.

С 2017 года для ингибирования (замедления) коррозии и солеотложения в замкнутой системе подпитки теплосети, осуществляется дозирование ингибитора коррозии «Акварезалт-1040» на всас насосов НПТС, НУВ.

Схема установки подпитки теплосети до 2005 года обеспечивала подготовку добавочной воды в теплосеть двумя способами:

1. умягчение осветленной воды в Na-катионитовых фильтрах;
2. подача отмывочных вод анионитовых фильтров с обессоливающей установки.

В 2005 году схема подготовки воды для подпитки теплосети изменена на безреагентный метод, т.е. на подкисление осветленной воды в смесителе и снижение рН до показателей 8,5 ÷ 9,3.

Подготовка химочищенной (сетевой) воды.

1. Описание технологической схемы подкисления осветленной воды Н-катионированной водой.

Осветленная вода с входного коллектора осветленных насосов (НОВ) или со входного коллектора Н- катионитовых фильтров подается на вход «смесителя». Н-катионированная вода, для подкисления осветленной воды, подается на вход «смесителя» со входного коллектора анионитовых фильтров I ступени группы Ан бл. 5-8 через регулирующий клапан. В случае низкого давления Н-катионированной воды во входном коллекторе анионитовых фильтров (менее 3,0 атм.) предусмотрено включение в работу подкачивающего насос Н-катионированной воды НКВ-1.

После «смесителя вода» поступает в бак подпиточной воды БПТС ( $V=1000\text{м}^3$ ) или бак умягченной воды БУВ ( $V=300\text{м}^3$ ). Из БПТС или БУВ вода подается в главный корпус в деаэраторы подпитки теплосети. Для ингибирования (замедления) коррозии и солеотложения в замкнутой системе подпитки теплосети, осуществляется дозирование ингибитора коррозии «Акварезалт-1040» на всас насосов НПТС, НУВ.

Режим подкисления осветленной воды должен вестись таким образом, чтобы показатель рН поддерживался в пределах 8,3-9,5 ед.

2. Описание схемы подачи отмывочных вод анионитовых фильтров с обессоливающей установки.

Данная схема предназначена для подачи отмывочной воды в БПТС, БУВ в случае отсутствия достаточного количества осветленной воды или невозможности подкисления осветленной воды до необходимых норм качества подпиточной воды.

Для подачи отмывочных вод с фильтров Ан бл. Необходимо подготовить резервную схему. Для этого необходимо снять заглушку с трубопровода подачи отмывочных вод Ан- фильтров или ЧОВ в БПТС. Отмывочные воды с фильтров Ан бл. подаются в бак БПТС с щелочностью 2000 мкг-экв/л.

Используемое основное оборудование:

- Бак умягченной воды - 300 м<sup>3</sup>;
- Бак подпитки теплосети - 1000 м<sup>3</sup>;
- Насос умягченной воды №1,2 – 315 т/ч;
- Насос подпитки теплосети №1,2 – 720 т/ч

Установка подпитки теплосети ХВО-2 предназначена для восполнения потерь воды в тепловых сетях с закрытым водозабором.

Подпиточная вода (сетевая) для теплосети готовится методом подкисления осветленной воды после механических фильтров химического цеха №2 I-II блока Н-катионированной водой. 46 Натрий-катионитовые фильтры подпитки теплосети работают в буферном режиме, то есть без

регенераций и предназначены для усреднения качества подкисленной осветленной воды по показателю рН. Н-катионированная вода для подкисления осветленной воды подается подкачивающим насосом во входной коллектор натрий-катионитовых (буферных) фильтров. После буферных фильтров вода поступает в бак химочищенной воды и далее насосами подпитки теплосети вода подается в главный корпус в деаэраторы подпитки теплосети.

Режим подкисления осветленной воды должен вестись таким образом, чтобы показатель рН поддерживался в пределах 8,3-9,5 ед.

Основными условиями поддержания рН обработанной воды в заданных пределах являются:

- поддержание гидратной щелочности осветленной воды, поступающей на установку подпитки теплосети в пределах 0 - 0,3 мг-экв/дм<sup>3</sup>;
- поддержание постоянной подачи Н-катионированной воды пропорционально расходу осветленной воды, в соответствии заданной величины.

Пропорциональность подачи Н-катионированной воды на подкисление осветленной воды поддерживается автоматически при помощи микропроцессорного устройства «Ремиконт» в пределах установленного задатчиком соотношения.

Положение задатчика устанавливается в зависимости от кислотности Н-катионированной воды, подаваемой на подкисление и необходимой величины снижения фенольной щелочности. Остаточная фенольная щелочность подкисленной осветленной воды должна быть ~ 0,05 – 0,1 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

#### **Основное оборудование:**

- Бак подпитки теплосети 300 м<sup>3</sup>-1 шт.
- Насос подпитки теплосети №1,2 – 2 шт.
- Буферные фильтры №№ 1-3- 3 шт.
- Насос подкисления подпиточной воды- 2 шт.
- насос дозатор ингибитора коррозии — 1 шт.

#### **Системы регулирования:**

- регулирование производительности насосов путем регулирования частоты насосных агрегатов при помощи преобразователя частоты (НПТС №1);
- регулирование подачи Н-катионированной воды («Ремиконт»).

Полный состав оборудования ВПУ станции представлен в Табл. 2.20.

**Табл. 2.20 Состав оборудования станции ВПУ филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)**

№	Наименование ХВО	Кол-во	Характеристика
1	Осветлители	5 шт	Тип ВТИ - 630 ; Q=630 т/ч.
2	Бак коагулированной воды	3шт	V=1000м³ - 2 шт; V=1500м³ - 1шт;
3	Насосы коагулированной воды	8 шт	1-3: Тип Д800-57, Q=800м³/ч 4-6: Тип Д500-65, Q=500м³/ч 7: Тип Д6НДВ-Х, Q=360м³/ч 8: Тип Д500-63, Q=500м³/ч
4	Механические фильтра	18 шт	ФОВ 2к - 3,4 - 6; Q=180м³/ч - 12шт; ФОВ 3к - 3,4 - 6 Q=270м³/ч - 6шт;
5	Фильтра подпитки теплосети	3шт	ФИПа Q= 135 м³/ч;
6	Бак подпитки теплосети	1шт	V=300м³;
7	Насос подпитки теплосети	2шт	Тип 1Д 200-90А, Q=200м³/ч
8	Насос-дозатор ингибитора	1шт	DDA-7,5-16 Q=7,5м³/ч
9	НУВ №1,2	2 шт	Х 150/125/400, Q=200 м³/ч
10	Бак умягченной воды		V=550м³;
11	Насос подкисления подпиточной воды	2 шт	Х 50-32-125, Q=12,5 м³/ч
12	Н-катионитовый противоточный фильтр I ступени	14 шт	ФИПа Q= 180 м³/ч;
13	2-х корпусный Н-катионитовый прямоточный фильтр I ступени	9 шт	ФИПа Q= 180 м³/ч;
14	Ан-анионитовый фильтр I ступени	18 шт	ФИПа Q= 140 м³/ч;
15	Н-катионитовый противоточный фильтр II ступени	18 шт	ФИПа Q= 200 м³/ч;
16	Ан-анионитовый фильтр II ступени	18 шт	ФИПа Q= 160 м³/ч;
17	Бак декарбонизированной воды	3 шт	V=500м³ - 2 шт; V=800м³ - 1шт;
18	Насосы декарбонизированной воды	15 шт	1-8,11,14-18: АХ-280/42М Q=200м³/ч, 4,10: АХ-200-150-400К-СД Q=315м³/ч, 9: АХ200-150-400К-С Q=315м³/ч
19	Насосы обессоленной воды	7 шт.	1-3: Д500-65, 4-5: Д800-57, Q=800м³/ч, 6: 200Д-60А, Q=360 м³/ч 7: 1Д 500-63, Q=500м³
20	НХОВ	2 шт	4Д200-90 Q=200м³/ч

№	Наименование ХВО	Кол-во	Характеристика
21	Бак обессоленной воды	4 шт	V=500м³
22	Установка обратного осмоса	1 шт	УОО-166, Q=166м³/ч
23	Установка непрерывной электродеионизации	1 шт	ЭДИ, Q=150м³/ч
24	Установка механической фильтрации	3 шт	Q=140 м³/ч, рейтинг фильтрации-200 мкм
25	Установка ультрафильтрации	3 шт	Q=140 м³/ч
26	Бак осветленной воды	2 шт	V=63м³
27	Насос коагулированной воды	2 шт	NB100-200/181 A-F2-A-BAQE, Q=280 м³/ч
28	Насос декарбонизованной воды		NB100-200/181 A-F2-A-BAQE, Q=250 м³/ч
29	Насос осветленной воды	2 шт	NB100-200/192 A-F2-A-BAQE, Q=250 м³/ч
30	Установка обратного осмоса	3 шт	Q=100м³/ч
31	Установка обратного осмоса дожима концентрата		Q=12,5м³/ч
32	Бак декарбонизованной воды	2 шт	V=63м³
33	Н-катионитовый фильтр	3 шт	ФИПа II 2,0-0,6 Q=100м³/ч
34	ОН- анионитовый фильтр	3 шт	ФИПа II 2,0-0,6 Q=100м³/ч
35	Флотационная установка	1 шт	Q=50м³/ч
36	Установка фильтр-прессов	1 шт	DE1500 110pp КА-С1, общий объем фильтра - 7106,8 л
37	Осветлители №1-7	7 шт	ЦНИИ-400, (300-400)т/ч
38	Осветлители №8,9	2 шт.	ВТИ-350, 350т/ч
39	ВСО №1,2	2 шт	ВТИ-М-200, 200 т/ч
40	НКВ №1,2,3	3 шт	NB 100-200/181, 200 т/ч
41	БКВ №1,2,3	3 шт	V=11м³.
42	НОВ №1	1 шт	1Д-800-57 , 800т/ч
43	НОВ №2	1 шт	300-Д-90, 900т/ч
44	НОВ №3,4	2 шт	NB250-450\445, 928 т/ч
45	НОВ №5,6	2 шт	300-Д-70А, 900т/ч
46	НОВ №7,8	2 шт	NB150-400\412, 521 т/ч



№	Наименование ХВО	Кол-во	Характеристика
47	БОВ №1,2	2 шт	V=1000м3; h = 8845мм
48	БОВ №3	1 шт	V=500м3; h = 7540
49	БОВ №4	1 шт	V=700м3; H = 10220мм
50	БУВ	1 шт	V =300 м3. h = 5600 мм.
51	БПТС	1 шт	V=1000 м3; h =11960мм
52	НУВ №1,2	2 шт	6НДВ, 315т/ч
53	НПТС №1,2	2 шт	200-Д-60, 720 т/ч
54	Насос кислых вод НКВ №1	1 шт.	X80 – 65 - 160, 50 т/ч
55	Насос-дозатор ингибитора коррозии	1 шт	DDA7,5-16 AR-PVC/Т/С-F-31 Q=7,5м³/ч
56	НЧОВ № 1,2,4	3 шт	350-Д-90, 1200 т/ч
57	НЧОВ № 3	1 шт	200-Д-60, 720 т/ч
58	Насос ЧОВ № 1,2,3	3 шт	Грундфос, 91 т/ч
59	НХОВ №1,2,4	3 шт	300-Д-90, 900т/ч
60	НХОВ №3	1 шт	АСР200-500.5 SDD, 900т/ч
61	БЧОВ №1,2	2 шт	V=1000м3; h = 8845мм
62	БЧОВ №3	1 шт	V=200м3; h = 5950мм
63	БХОВ №1,2,3	3 шт	V=1000м3; h = 11960мм
64	Мех.фильтра №1-18	18 шт	ФОВ 2к - 3,4 - 6; Q=180м³/ч - 18шт
65	Н-катионитовый фильтр прямоточный I ступени	17 шт.	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 120 м³/ч;
66	Н-катионитовый фильтр прямоточный II ступени	17 шт.	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 120 м³/ч;
67	Н-катионитовый фильтр прямоточный III ступени	17 шт	ФИПа I - 3,0 -6 Q= 120 м³/ч;
68	Ан-анионитовый фильтр прямоточный I ступени	18 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 120 м³/ч;
69	Ан-анионитовый фильтр прямоточный II ступени	18 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 120 м³/ч;
70	Ан-анионитовый фильтр прямоточный III ступени	17 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 120 м³/ч;
71	Н-катионитовый фильтр противоточный	5 шт.	ФИПа I-3,4-6 Q= 180 м³/ч;
72	Ан-анионитовый фильтр противоточный	5 шт.	ФИПа I-3,4-6 Q= 180 м³/ч;
73	Н-катионитовый предвключенный фильтр	3 шт.	ФИПа I-3,4-6 Q= 200 м³/ч;
74	Ан-анионитовый фильтр противоточный двухкамерный	3 шт	ФИПа II-2,8-6 Q= 200 м³/ч;

№	Наименование ХВО	Кол-во	Характеристика
75	БПК №1,2	2 шт	V=700м <sup>3</sup> ; h = 9000мм
76	БПК №3	1 шт	V=1000м <sup>3</sup> ; h = 8845мм
77	НПК №1,2	2 шт	200-Д-60, 720 т/ч
78	НПК №3	1 шт	300-Д-70А, 900т/ч
79	НПК №4	1 шт	6НДВХ, 360 т/ч
80	Мех.фильтра к/о №1,2,3	3 шт	ФИПа I - 2,6 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч
81	Мех.фильтра №4	1 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч
82	Н-катионитовый фильтр конденсатоочистки №1,2,3	3 шт	ФИПа I - 2,6 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч
83	Н-катионитовый фильтр конденсатоочистки №4	1 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч
84	Ан-анионитовый фильтр конденсатоочистки №1,2,3	3 шт	ФИПа I - 2,6 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч
85	Ан-анионитовый фильтр конденсатоочистки №4	1 шт	ФИПа I - 3,4 -6 Q= 180 м <sup>3</sup> /ч

#### 2.4.2 Источник тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)

Источником водоснабжения химического цеха является техническая вода от АО «ТАНЕКО». Сырая вода, подогретая до температуры 35 – 36 °С, подается в осветлители типа ВТИ – 630, где подвергается известкованию и коагуляции. Из осветлителей коагулированная вода направляется в баки коагулированной воды, откуда насосами подается последовательно через механические фильтры. Осветленная вода после механических фильтров поступает на:

- прямоточные цепочки: водород-катионитовые фильтры I ступени; после Н I ступени в декарбонизаторы, а затем в баки декарбонизированной воды, декарбонизованная вода последовательно направляется на анионитовые фильтры I ступени, Н-катионитовые фильтры II ступени, анионитовые фильтры II ступени, затем в бак обессоленной воды. Из баков обессоленной воды насосами химобессоленной воды, ХОВ подается в главный корпус, в баки БЧК.

- противоточные цепочки. Каждая цепочка состоит из прямоточного водород - катионитового фильтра, противоточного водород – катионитового фильтра, противоточного анионитового фильтра с двухслойной загрузкой. После цепочек обессоленная вода подаётся в баки обессоленной воды. Из баков

обессоленной воды насосами химобессоленной воды, ХОВ подается в главный корпус, в баки БЧК.

Основное оборудование системы водоподготовки и подпитки паровых котлов:

- Осветлители ВТИ-630 - 6 шт;
- Механические фильтры- 18 шт;
- Н-катионовые фильтры I ступени в двух корпусном исполнении – 6 шт., которые включают каждый: Н-предвключенный фильтр – 1шт. (Нпред) и Н-основной фильтр - 1 шт. (Носн);
- Анионитовые фильтры 1 ступени - 7 шт. (АнIст);
- Н-катионовые фильтры II ступени - 7 шт. (НIIст);
- Декарбонизаторы - 2 шт;
- Анионитовые фильтры II ступени - 7 шт.(АнIIст);
- Н прямоточные фильтры- 9 шт.;
- Н противоточные фильтры- 9 шт;
- Ан противоточные фильтры-9 шт;
- Насосы Н-катионированной воды- 6 шт;
- Баки хим.обессоленной воды- 6 шт;
- Насосы химобессоленной воды- 3 шт;
- Насос обессоленного конденсата и ХОВ в гл. корпус - 5 шт.

Подпиточная вода для теплосети готовится методом подкисления осветленной воды после механических фильтров I-II блока декарбонизированной водой. Источником водоснабжения химического цеха является техническая вода от АО «ТАНЕКО». Сырая вода, подогретая до температуры 35 – 36 °С, подается в осветлители типа ВТИ – 630, где подвергается известкованию и коагуляции. Из осветлителей коагулированная вода направляется в баки коагулированной воды, откуда насосами подается последовательно через механические фильтры. Осветленная вода после механических фильтров подается в буферные фильтры, туда же подается декарбонизированная вода. После буферных фильтров вода поступает в баки химочищенной воды. Для проведения коррекционной обработки химочищенной воды ингибитором «Акварезалт-1040» смонтирован ввод реагента во всасывающий коллектор и далее насосами умягченной воды подается в главный корпус в деаэраторы подпитки теплосети.

Основное оборудование системы водоподготовки и подпитки тепловой сети:

- Буферные фильтры - 3 шт.
- Баки химочищенной воды,  $V = 400 \text{ м}^3$  - 2 шт.
- Насосы химочищенной воды Д-200-36 - 1 шт.
- Д 320-50 - 2 шт.
- Насос подкисления подпиточной воды, Х-45/31 - 2шт.
- Насос дозатор GRUNDFOS DDA 7,5-16 -1шт.
- Бак ингибитора  $V=50\text{л}$  -1шт.

## **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**

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) приведены в таблицах ниже.

**Табл. 2.21. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» в 2024 году**

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2024 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84	1967	250 000	250 977	2024	250 000	1	2026
2	ТГМ-84А	1967	250 000	288 220	2018	311 534	3	2026
3	ТГМ-84А	1968	250 000	335 033	2012	350706	2	2026
4	ТГМ-84А	1969	300 000	377 463	2013	401212	2	2026
5	ТГМ-84Б	1970	300 000	367 654	2015	387506	2	2026
6	ТГМ-84Б	1971	300 000	342 880	2019	328640	3	2026
7	ТГМ-84Б	1972	300 000	275 874	2026	300000	1	2026
8	ТГМ-84Б	1973	300 000	331 666	2020	341501	2	2026
9	ТГМ-84Б	1974	300 000	330 189	2021	345602	2	2026
10	ТГМ-84Б	1975	300 000	317 054	2022	337449	1	2026
11	ТГМ-84Б	1975	300 000	329 318	2020	344329	3	2026
12	ТГМ-96Б	1976	300 000	291 609	2024	317258	1	2026
13	ТГМ-96Б	1977	300 000	283 787	2026	304397	2	2026
14	ТГМ-96Б	1977	300 000	266 613	2026	293788	1	2026
15	ТГМ-96Б	1977	300 000	303 956	2023	300000	2	2026
16	ТГМ-96Б	1978	300 000	284 811	2026	300000	2	2026

**Табл. 2.22. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 31.12.24, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
2	ПТ-60-130/13	1967	220 000	335098	2000	600	306	360 664	3	2026
3	Р-100-130/15	1970	220 000	380444	2001	600	239	405 791	3	2027
4	ПТ-60-130/13	1969	220 000	363 564	1999	600	322	400 072	4	2029
5	Т-100/120-130-2	1971	220 000	330 065	2004	600	340	344 756	3	2026
6	Р-70/100-130/15	1972	220 000	250 531	2019	600	194	272 085	1	2027
7	Т-100/120-130-2	1973	220 000	303 347	2009	600	366	336 099	2	2027
8	Р-100-130/15	1974	220 000	335 021	2006	600	182	370 653	3	2029
9	Р-70/100-130/15	1976	220 000	265 974	2017	600	178	261 276	2	2024
10	Т-100/120-130-3	1977	220 000	288 446	2011	600	290	327 163	4	2030
11	Р-100-130/15	1977	220 000	319 029	2010	600	191	361 060	3	2030

**Табл. 2.23. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) , функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2024 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМЕ-464	1979	150 000	227 011	2008	240 142	2	2027
2	ТГМЕ-464	1980	150 000	210 661	2012	250 000	3	2031
3	ТГМЕ-464	1980	150 000	233 828	2009	249509	2	2027
4	ТГМЕ-464	1981	150 000	249 491	2008	296941	4	2031
5	ТГМЕ-464	1981	150 000	209 394	2012	250000	2	2031
6	ТГМЕ-464	1982	150 000	149 607	-	-	-	2032
7	ТГМЕ-464	1983	150 000	116 663	-	-	-	2032
8	ТГМЕ-464	1985	150 000	88 352	-	-	-	2032
9	ТГМЕ-464	1987	150 000	69 280	-	-	-	2032

**Табл. 2.24. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2024 году**

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2024, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-135/165-130/15	1979	220 000	274 876	2013	600	294	298500	2	2027
2	ПТ-135/165-130/15	1980	220 000	282 221	2013	600	261	297267	2	2027
3	Р-40-130/31	1980	220 000	249 813	2019	600	192	268 000	1	2028
4	Р-97/100-130/16	1980	220 000	135 195	-	-	228	-	-	2046
5	Турбина Р-97/100-130/15	1983	220 000	105 223	-	-	181	-	-	2058
6	К-110-1,6	2015	300 000	7 880	-	-	56	-	-	2067
7	К-110-1,6	2015	300 000	22 786	-	-	457	-	-	2067



## **2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок**

### **2.6.1 Источник тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» – является тепловой электрической станцией, работающим на органическом топливе. Основным топливом является природный газ, резервным – мазут марки М-100. Тепловая электростанция по типу (структуре) имеет тепловую схему с поперечными связями и предназначен для комбинированной выработки электрической энергии и отпуска тепловой энергии.

Отпуск тепловой энергии в паре осуществляется от отборов турбин типа Р и ПТ, БРОУ (быстродействующая редуциционно-охлаждающая установка). Отпуск тепла в горячей воде осуществляется от турбин типа Т, а также от пиковых и основных бойлеров, а в режимах максимальной загрузки от пиковых водогрейных котлов.

Выработка электроэнергии ТЭЦ складывается из выработки по теплофикационному циклу и выработки по конденсационному циклу. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу представляет собой выработку электроэнергии паром, отбираемым из регулируемых и нерегулируемых отборов (противодавления).

Объем электрической энергии, вырабатываемой турбинами типа Р, полностью определяется наличием тепловой нагрузки в паре производственных параметров. На турбинах типа ПТ и Т в зависимости от наличия тепловой нагрузки может быть осуществлена выработка как в теплофикационном, так и в конденсационном режимах.

От котлоагрегатов ст. №№ 1÷16 острый пар поступает в магистральный паропровод 140 ата (поперечная связь), состоящий из 7 секций. Далее из магистрального паропровода пар направляется на турбоагрегаты ст. №№ 2÷11. Часть острого пара 140 ата направляется потребителю тепловой энергии (ПАО «Нижекамскефнехим»).

Паропроводы от котлоагрегатов ст. №№ 1÷16 имеют ответвления к растопочному коллектору с установками РРОУ 140/14 №№ 1,2,3, 4.

Магистральные паропроводы 30 ата проходят в 2 нитки, связывая оборудование I-II и III очередей (поперечная связь). На паропроводы 30 ата работают 5 РОУ 54/30 (от отборов турбин типа «Р»), а также БРОУшз №1,2,

БРОУ №5 140/30, БРОУ №6 140/30. От паропроводов 30 ата пар направляется потребителям (ПАО «Нижекамскнефтехим», ООО "Энергошинсервис" и АО «ТАИФ-НК»). Также по пару 30 ата существует связь с паропроводами 30 ата №№ 1,2 ГТУ-75 и ООО «Нижекамская ТЭЦ».

Паропроводы 14 ата проходят в 4 нитки, связывая оборудование I-II и III очередей (поперечная связь). На эти паропроводы работают турбоагрегаты ст. №№ 2, 4 типа ПТ-60/75-130/13, ст. №№ 6, 9 типа Р-70/100-130/15 и ст. №№ 3, 8, 11 типа Р-100-130/15. На указанные паропроводы могут также работать БРОУ 140/14 ст. №№ 1,2,3,4. Туда же сбрасывается пар с растопочных РОУ-1,2,3,4. От паропроводов 14 ата пар идет внешним потребителям, кроме того, пар поступает на:

- пиковые бойлера ПБ-1, ПБ-2, ПБ-3, ПБ-4, ПБ-5;
- собственные нужды (ДВД (деаэратор высокого давления), на мазутное хозяйство через РОУ 14/8 ата, на калориферы котлов через РОУ 13/6, на основные эжектора и т.д.).
- на ПТН ст.№ 11.

Существует возможность резервирования пара 1,2 ата на собственные нужды пара через РОУ 14/1,2 (3 шт.). Пар с теплофикационных отборов (1,2 ата) турбин ст. №№ 2, 4, а также от ПТН ст.№11 идет на основной коллектор греющего пара 1,2 ата. С коллектора 1,2 ата пар отводится на основной бойлер (ОБ-1), к деаэраторам низкого давления (ДНД), подогревателям химвоссоланной воды, подогревателям сырой воды, к подогревателям и деаэраторам подпитки теплосети.

Для покрытия пиков теплофикационных нагрузок ТЭЦ установлены пиковые водогрейные котлы: два котла типа ПТВМ-100 (ст.№№ 1,2) и три котла типа ПТВМ-180 (ст.№№ 3-5). Котлы имеют башенную компоновку, водотрубные, радиационного типа, прямоточные с принудительной циркуляцией. Каждая горелка котла снабжена индивидуальным дутьевым вентилятором.

Генераторы ТГ ст.№ 2 ÷ ТГ ст.№ 8 питают через повышающие трансформаторы 2Т, 4Т 110/6 кВ мощностью 80 МВА и 3Т, 5Т÷8Т 110/10 кВ мощностью 125 МВА шины ЗРУ-110 кВ, выполненные по схеме двойной секционированной системы сборных шин с обходной. Питание обходной системы шин осуществляется через обходной выключатель. ЗРУ-110 кВ состоит из четырех секций шин, соединенных секционными и шиносоединительными выключателями. Генераторы ТГ-9÷ТГ-11 работают в

блоке с повышающими трансформаторами 9Т÷11Т 110/10 кВ мощностью по 125 МВА по воздушным линиям 110 кВ на подстанцию «Нижекамская». От 59 систем шин ЗРУ 110 кВ отходят ВЛ 110 кВ «НКТЭЦ-1 – Сидоровка-1», «НКТЭЦ-1 – Сидоровка-2», «НКТЭЦ-1 – Нижекамская-І», «НКТЭЦ-1 – Нижекамская-ІІ», «НКТЭЦ-1 – ГПП-1,2,9», «НКТЭЦ-1 – ГПП-6,7», «НКТЭЦ-1 – ГПП-10», «НКТЭЦ-1 – ПАВ-2», «НКТЭЦ-1 – КБК с отпайками», «НКТЭЦ-1 – Соболеково-1», «НКТЭЦ-1 – Соболеково-2», «НКТЭЦ-1 – Заводская с отпайками», «НКТЭЦ-1 – Этилен-1», «НКТЭЦ-1 – ГПП3,4,5»; КВЛ 110 кВ «НКТЭЦ-1 – КГПТО»; КЛ 110 кВ «НКТЭЦ-1 – ГТУ-75», «НКТЭЦ-1 – Лемаевская ПГУ №1», «НКТЭЦ-1 – Лемаевская ПГУ №2».

Для исключения понижения напряжения между НКТЭЦ (ПТК-1) и П/С «Нижекамская» на ВЛ-110 кВ «НКТЭЦ-1 – Нижекамская-І» и «НКТЭЦ-1 – Нижекамская-ІІ» силами ПАО «НКНХ» установлены в мае 2015г. реакторы 110 кВ типа РТОС-110-1000-22У1.

Уровни напряжений:

- генераторного напряжения – 6,3 кВ и 10,5 кВ;
- выдачи мощности в энергосистему – 110 кВ;
- собственных нужд – 0,4 кВ и 6 кВ.

Для охлаждения циркуляционной воды установлены 4 градирни общей охлаждающей поверхностью 6 400 м<sup>2</sup>(по 1 600 м<sup>2</sup>каждая).

Отпуск тепловой энергии в горячей воде осуществляется по теплопроводам:

- теплопровод Г-1 Ду 800 на город;
- теплопровод Г-2 Ду 800 на город;
- теплопровод БСИ Ду 600 на город;
- теплопровод №1 (на І вывод) Ду 800 на ПАО «НКНХ»;
- теплопровод №1 (на ІІ вывод) Ду 800 на ПАО «НКНХ»;
- теплопровод № 2 Ду 500 на ПАО «НКНХ»;
- теплопровод Ду 700 на ПАО «НКНХ» (завод «Этилен»);
- теплопровод № 1 Ду 800 на ПАО «ШЗ-1»;
- теплопровод № 2 Ду 800 на ПАО «ШЗ-2»;
- теплопровод Ду 600 на с/х «Нефтехимик».

Восполнение потерь пара и конденсата производится химобессоленной водой химических цехов №№ 1, 2.

В химических цехах смонтированы и находятся в эксплуатации следующие установки по очистке

воды и конденсата:

- установка химического обессоливания воды для подпитки котлов;
- установка для подпитки тепловых сетей;
- установка очистки производственного и станционного конденсатов.

Подготовка воды в ХЦ № 1 осуществляется по схеме: известкование с коагуляцией в осветлителях, механическая фильтрация, ступенчато-прямоточное Н – катионирование I, II ступени, ступенчатопрямоточное ионирование I, II ступени / прямоточное Н-ОН катионирование с противоточной системой регенерации, декарбонизация, Н - катионирование III ступени, анионирование III ступени.

В ХЦ № 2 двухступенчатое обессоливание с предварительным известкованием и коагуляцией камской воды в осветлителях и осветлением ее на механических фильтрах. Кроме того, в цехе работает установка обратного осмоса (УОО) с последующей доочисткой на установке электродеионизации (ЭДИ) производительностью 160 т/ч. В ХЦ № 2 реализована схема утилизации шламовых вод с применением фильтр-прессов.

Очистка возвращаемого производственного конденсата, турбинного конденсата, конденсата внутристанционных дренажных систем производится в ХЦ № 1 по схеме Н-ОН.

Очистка возвращаемого производственного конденсата с ПАО «НКНХ» – до 530 т/ч. Номинальная производительность установки очистки конденсата 600 т/ч.

Установка подпитки теплосети выполнена по схеме известкования и коагуляции воды в осветлителях, осветления в механических фильтрах и умягчения Н-катионированной водой, номинальная производительность ХЦ № 1 и ХЦ № 2 по подпитке теплосети – 500 т/ч.

Максимальная суммарная производительность химобессоливающей установки ХЦ № 1 и ХЦ № 2 – 3530 т/ч.

После реализации проекта «Химобессоливающая установка. Техническое перевооружение схемы ВПУ № 1» в 2018 году

производительность ХЦ № 1 по ХОВ увеличилась на 400 т/ч. После завершения работ по проекту «Химобессоливающая установка. Техническое перевооружение схемы ВПУ № 2» в 2019 году производительность ХЦ № 2 увеличилась на 200 т/ч.

Принципиальная технологическая схема станции филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» приведена на рисунке ниже.

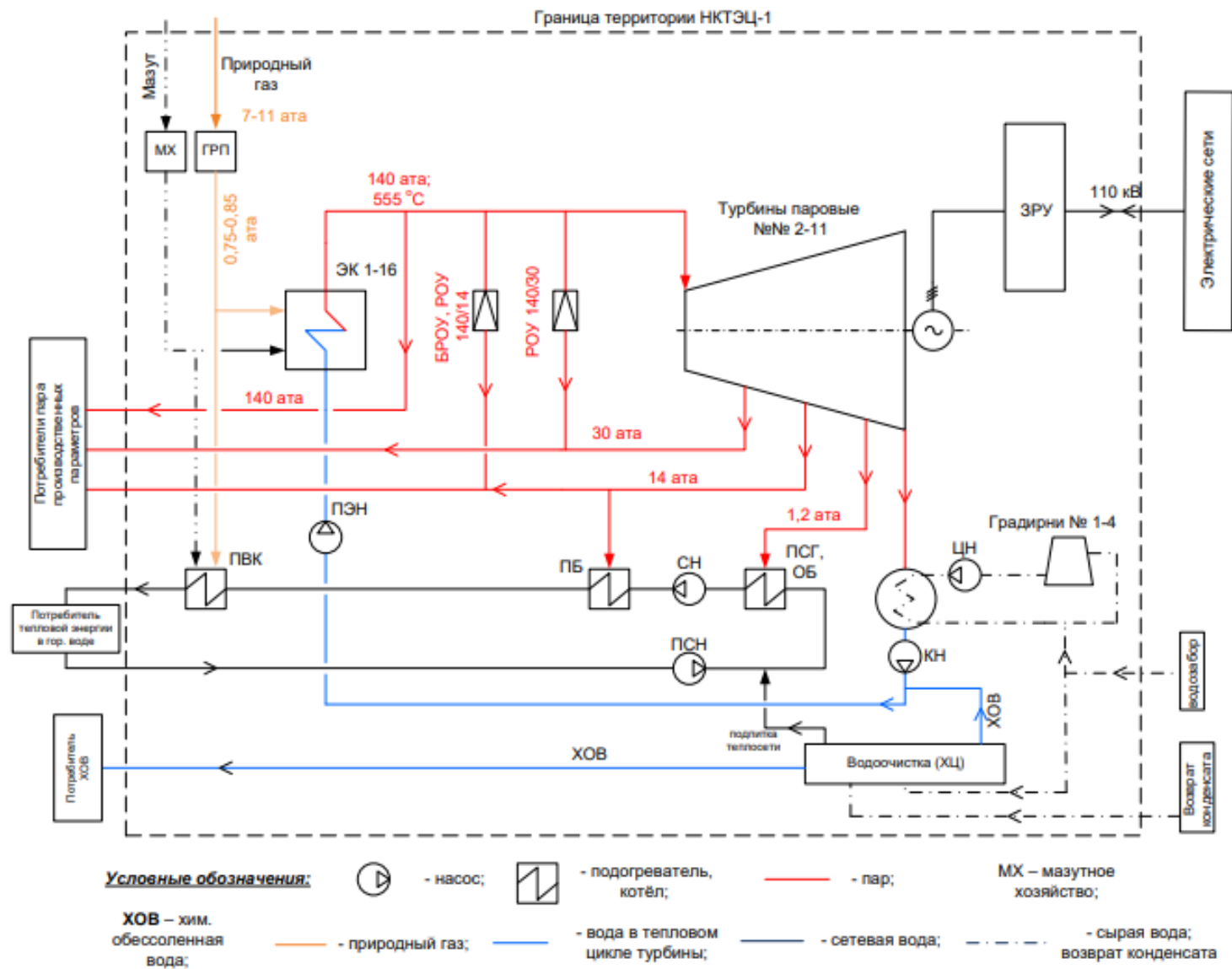


Рис. 2.1. Принципиальная технологическая схема станции филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»

## 2.6.2 Источник тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)

Тепловая схема ТЭЦ ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) выполнена с поперечными связями по пару и воде. Главные паропроводы запроектированы по схеме 2 котла-турбина для турбин ПТ-135/165-130/15 и Р-97/100-130/15. Турбина ст. № 3 типа Р-40-130/31 номинальной мощностью 40 мВт с регулируемым противодавлением 31 кгс/см<sup>2</sup> предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-63-2 и обеспечения потребителей паром среднего давления 30 ата. Деаэрация питательной воды осуществляется в деаэраторах 7 ата, питательными электронасосами подается на ПВД турбин и на переключательную магистраль машзала. После ПВД питательная вода поступает на котлы. Пар с параметрами Р=140 ата t = 560°С поступает на турбины. Отпуск пара потребителям осуществляется с отборов турбин. Для резервирования отборов турбин предусмотрена установка БРОУ - 140/13 ата №№ 1-3, БРОУ-140/30 ата №1,2. Для отпуска пара 45 ата на АО «ТАНЕКО» установлена БРОУ - 140/45 ата.

Часть сетевой воды с обратных трубопроводов может подаваться насосами первого подъема СЭ-2500-60 (ИС-1,2,3) на ПСГ-1,2 турбоагрегата ст.№2, а затем подается в пиковую водогрейную котельную на насосы второго подъема СЭ-2500-60 (ИС-1,2,3) и при необходимости догревается в пиковых водогрейных котлах ПТВМ-180 ст.№1,2.

Другая часть сетевой воды может подаваться насосами сетевой воды бойлерной установки КРНА-300/660-140А-19 (НБС-1,2,3) на бойлерную установку на 2 основных бойлера ОБ-1 и ОБ-2 типа ПСВ-500-3-23, а затем, при необходимости, догреваться в двух пиковых бойлерах ПБ-1 и ПБ-2 типа ПСВ-500-14-23. Сетевая вода также подается насосами сетевой воды турбоагрегата ст.№1 первого подъема СЭ-1250-70 (1С-4,5,6) на подогреватели сетевой воды турбоагрегата ПСГ-1300, а затем насосами второго подъема СЭ-1250-70 (2С-4,5,6) подается по трубопроводу прямой сетевой воды через бойлерные установки на город.

Принципиальные технологические схемы ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) приведены на рисунках ниже.



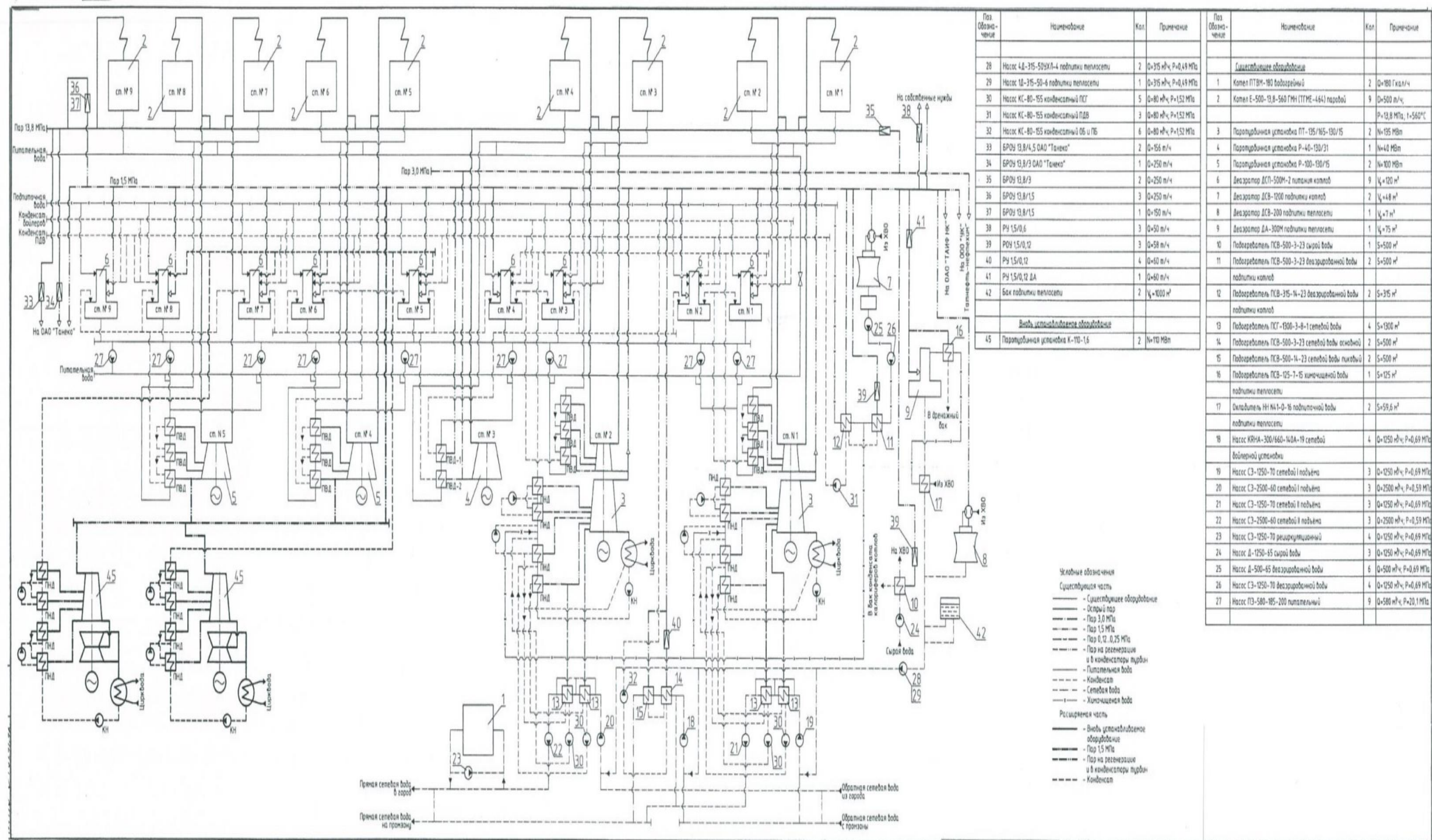


Рис. 2.2. Принципиальная технологическая схема станции ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)



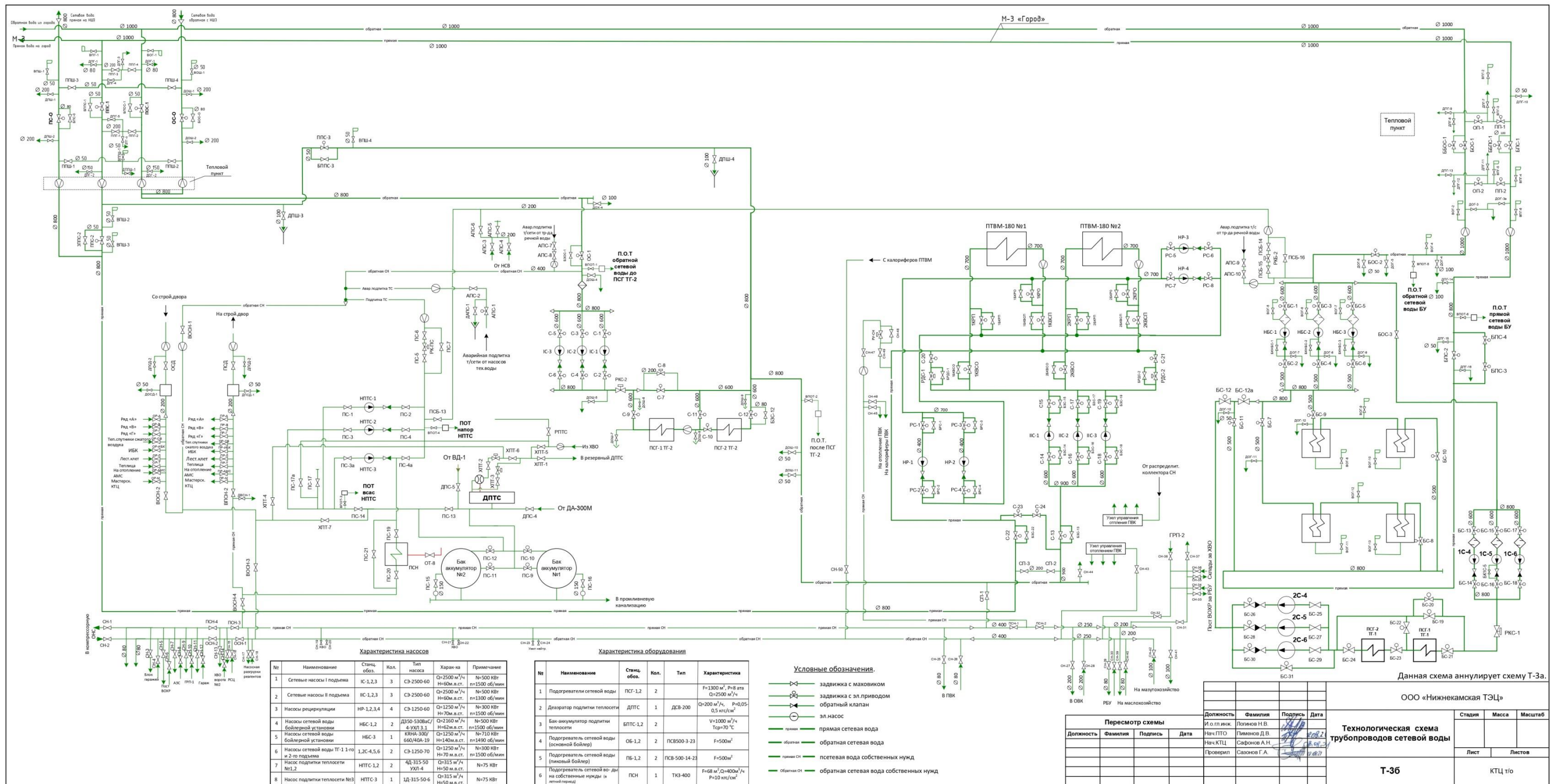


Рис. 2.3. Принципиальная технологическая схема трубопроводов сетевой воды ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)

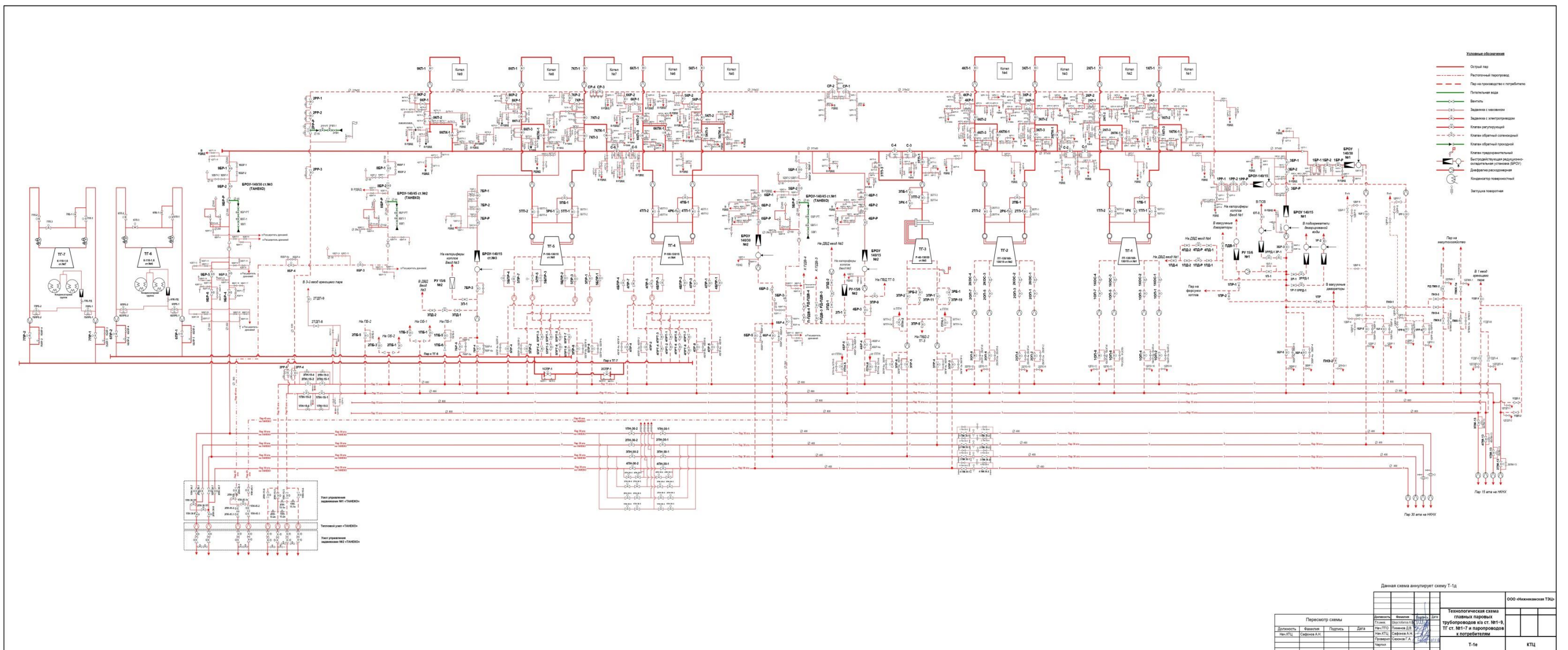


Рис. 2.4. Принципиальная технологическая схема паровых трубопроводов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)

## **2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла – центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), представленный на рисунке и в таблице ниже.

При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 70 °С, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину завышения сетевой воды в обратном трубопроводе.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с.

На данный момент оборудование ЦТП находятся в неудовлетворительном, изношенном состоянии, где снижена поверхность нагрева теплообменных аппаратов, забиты водоподогреватели (плохой теплосъем). В связи с этим в межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение фактически по температурному графику задается не ниже 81°С. Это связано с необходимостью выдерживания температуры горячей воды в соответствии с СанПИН 2.1.3684-21 п.84 «Температура горячей воды в местах водоразбора централизованной системы горячего водоснабжения должна быть не ниже плюс 60°С и не выше плюс 75°С».

Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 45-65°С. Ночное время для филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» с 20:00 до 02:00 часов, для ООО «Нижекамская ТЭЦ» с 18:00 до 00:00 часов.

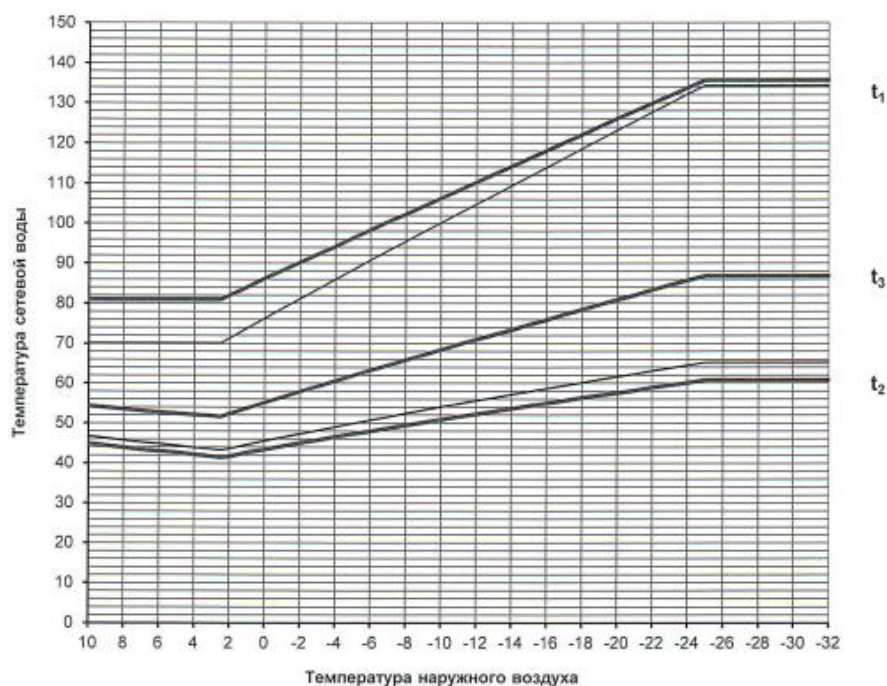


Руководитель  
Исполнительного комитета  
г. Нижнекамска  
К.Р. Назмиев  
"03" 05 2023 г.

Главный инженер  
филиала АО "Татэнерго"-  
Нижнекамские тепловые сети  
В.П. Чатуров  
"24" 03 2023г.

Заместитель генерального  
директора по технической политике  
главный инженер АО "БК и ЭХ"  
И.И. Зайнуллин  
"14" 04 2023г.

**Температурный график сетевой воды от филиала АО  
"ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"  
и ООО "Нижнекамская ТЭЦ"  
по тепलोводам Город-1, Город-2, М-3, БСИ**



Примечание:

1. При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 70 °С, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину завышения сетевой воды в обратном трубопроводе.
2. Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1м/с скорости ветра более 6 м/с.
3. В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплоснабжения на горячее водоснабжение и находится в пределах 45-65°С.
4. Ночное время для филиала АО "ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)" с 20.00 до 02.00 часов, для ООО "Нижнекамской ТЭЦ" с 18.00 до 00.00 часов.

**Рис. 2.5. Температурный график сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

**Табл. 2.25. Температуры сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по тепловодам Город-1, Город-2, М-3, БСИ**

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С		Температура, подающая в системе отопления	Температура в обратном трубопроводе, °С	
	дневное время	ночное время		ночное время	ночное время
10	81	70,1	54,3	44,9	46,7
9	81	70,1	53,9	44,4	46,2
8	81	70,1	53,5	43,9	45,7
7	81	70,1	53,1	43,4	45,2
6	81	70,1	52,7	43	44,8
5	81	70,1	52,4	42,6	44,4
4	81	70,1	52,1	42,1	43,9
3	81	70,1	51,8	41,7	43,5
2,5	81	70,1	51,6	41,4	43,2
2	82	71,3	52,3	41,7	43,6
1	84	73,8	53,7	42,6	44,6
0	86,2	76,3	55,1	43,4	45,5
-1	88,2	78,7	56,5	44,2	46,4
-2	90,2	81,1	57,9	45	47,3
-3	92,2	83,5	59,2	45,7	48,1
-4	94,2	85,9	60,5	46,5	49
-5	96,3	88,3	61,9	47,3	49,9
-6	98,3	90,7	33,2	47,9	50,7
-7	100,4	93,1	64,5	48,7	51,5
-8	102,3	95,4	65,8	49,4	52,4
-9	104,3	97-В	67,1	50,1	53,2
-10	106,3	100,1	68,4	50,8	54
-11	108,3	102,5	69,7	51,6	54,8
-12	110,3	104,8	71	52,2	55,6
-13	112,3	107,1	72,2	52,9	56,3
-14	114,2	109,4	73,4	53,6	57,1
-15	116,2	111,7	74,7	54,3	57,9
-16	118,2	114	75,9	54,9	58,6
-17	120,1	116,3	77,2	55,6	59,4
-18	122,1	118,6	78,4	56,3	60,1
-19	124,1	120,9	79,7	56,9	60,9
-20	126,1	123,2	80,9	57,5	61,6
-21	128	125,4	82	58,1	62,3
-22	129,3	127,7	83,3	58,9	63,1
-23	131,8	129,9	84,5	59,5	63,8
-24	133,8	132,2	85,7	60,1	64,5
-25	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-26	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-27	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-28	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-29	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-30	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-31	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С		Температура, подающая в системе отопления	Температура в обратном трубопроводе, °С	
	дневное время	ночное время		ночное время	ночное время
-32	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2

## 2.8 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности

Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) приведены в таблице ниже.

**Табл. 2.26. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	55,6	55
2021	58,9	60,6
2022	56,1	58,2
2023	56,78	60,41
2024	54,51	57,07

**Табл. 2.27. Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	34,72	20,89
2021	45,67	25,70
2022	45,38	25,79
2023	40,87	22,11
2024	52,20	25,06

## 2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» оборудован комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» ведется с помощью, автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии (АСКУТЭ). В состав комплекса программно-технических средств АСКУТЭ входят:

1. Измерительные системы учета тепловой энергии, реализованные на базе измерительных комплексов, которые состоят из отдельных узлов учета, обеспечивающих сбор, накопление, хранение и передачу параметров энергоносителей пользователям, и включают в себя:
  - по одному тепловычислителю на каждом сетевом выводе и линии подпиточной воды;
  - по одному двухлучевому ультразвуковому или электромагнитному расходомеру на каждом прямом, обратном и подпиточном трубопроводах;
  - по одному преобразователю давления и температуры на всех трубопроводах;
  - системный компьютер (сервер АСКУТЭ ТЭЦ), специализированное программное обеспечение (ПО), которое позволяет периодически считывать из тепловычислителей и хранить параметры энергоносителей, рассылать параметры (данные) ХВ на периферийные тепловычислители, обеспечивать доступ пользователей к часовым и суточным архивам, а также передачу параметров на верхний уровень
  - компьютер ПТО с установленным ПО;
  - линии связи, обеспечивающие передачу данных из тепловычислителей на сервер по интерфейсу RS-485.
2. Корпоративная система передачи данных, объединяющая существующие линии связи.
3. Центр сбора обработки информации (ЦСОИ), состоящий из сервера АСКУТЭ корпоративного уровня.

Тепловая энергия на ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) определяется путем измерения массового расхода носителя теплоты, температуры и давления. С помощью вычислительного устройства вычисляется количество теплоты отпущенного в тепловые сети.

На трубопроводе ПСВ и ОСВ ТГ-2 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети установлены в теплопункте №1 сужающие устройства (диафрагма) ДБС-16-800, на которую подключен датчик дифференциального давления Vegadif-35(единица измерения т/ч). Давление в сети измеряется датчиками Метран-100-ДИ (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчиков ТСП «Метран-206» (единица измерения °С).

На трубопроводе ПСВ и ОСВ БУ-180 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети установлены в теплопункте №2 сужающие устройства (диафрагма) ДБС-16-1000, на которую подключен датчик дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч). Давление в сети измеряется датчиками Метран-100-ДИ (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчиков ТСП «Метран-206» (единица измерения °С).

Имеется подпитка ТГ-2 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети, установлена в главном корпусе сужающее устройство (диафрагма) ДК-6-200, на которую подключен датчик-шкальник дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч) и датчик-подшкальник дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч). Давление измеряется датчиком Метран-100-ДИ (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчика ТСПв-1088 100П (единица измерения °С).

В трубопровод также врезана аварийная подпитка ТГ-2 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети, установлена в главном корпусе сужающее устройство (диафрагма) ДК-6-200, на которую подключен датчик дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч). Давление измеряется датчиком Метран-100-ДИ (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчика ТСП «Метран-2000» Pt100 (единица измерения °С).

Имеется подпитка БУ-180 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети, установлена в главном корпусе сужающее устройство (диафрагма) ДК-10-200, на которую подключен датчик-шкальник дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч) и датчик-подшкальник дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч). Давление измеряется датчиком Метран-100 (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчика ТСПв-1088 100П (единица измерения °С).

В трубопровод также врезана аварийная подпитка БУ-180 М-3 по отпуску тепла в тепловые сети, установлена в главном корпусе сужающее устройство (диафрагма) ДКС-6-200, на которую подключен датчик дифференциального давления Vegadif-35 (единица измерения т/ч). Давление измеряется датчиком Метран-150 (единица измерения кгс/см<sup>2</sup>), температура измеряется с помощью датчика ТСП «Метран-206» (единица измерения °С).

С перечисленных выше приборов через преобразователи, данные поступают на установленный в главном корпусе вычислитель ВРСТ, на котором происходит определение расчетным путем количество тепловой энергии (единица измерения ГКал/ч). На вычислителе ВРСТ совместно со вспомогательным сервером организовано отображение текущих данных, хранение архивов, а также предупредительная сигнальная индикация. Также с



вычислителя ВРСТ осуществляется передача данных в филиал АО «Татэнерго»-«НкТС».

Перечень и сведения о приборах учета тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) представлены в таблице ниже.

**Табл. 2.28. Перечень и сведения о приборах учета тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	Vegadif -35	0,1	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №1 (прямая сетевая ТГ-2 М-3)	10.08.2023
	1	Метран-100	0,5		10.08.2023
	1	ТС Метран-2000	В		05.07.2024
2	1	Vegadif -35	0,1	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №1 (обратная сетевая ТГ-2 М-3)	10.08.2023
	1	Метран-100	0,5		09.08.2024
	1	ТС Метран-2000	В		05.07.2024
3	1	Vegadif -35	0,1	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта № 2( Прямая сетевая БУ-180 М-3)	06.09.2024
	1	Метран-75GT	0,5		26.09.2024
	1	ТС Метран-2000	А		10.06.2024
4	1	Vegadif -35	0,1	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта № 2( обратная сетевая БУ-180 М-3)	06.09.2024
	1	Метран-75GT	0,5		26.09.2024
	1	ТС Метран-2000	А		28.10.2022
5	1	Vegadif -35	0,1	Производственный корпус КТЦ (Аварийная подпитка теплосети №1	10.08.2023
	1	Метран-100	0,5		10.08.2023
	1	ТСП Метран-2000	А		28.10.2022
6	1	Vegadif -35	0,1	Производственный корпус КТЦ (подпитка теплосети ТГ-2 М-3	10.08.2023
	1	Метран-100	0,5		10.08.2023
	1	ТСП Метран-200	В		19.07.2023
7	1	Vegadif -35	0,1	Производственный корпус КТЦ(Подпитка теплосети БУ180 М-3	10.08.2023
	1	Метран-150-TG	0,2		10.08.2023
	1	ТСП Метран-200	В		19.07.2023
8	1	Vegadif -35	0,1	Производственный корпус КТЦ(Аварийная подпитка теплосети №2)	10.08.2023
	1	Метран-110ДИ	0,5		10.08.2023
	1	ТСП Метран-200	В		19.07.2023
9	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 15 ата п/п 1 НКНХ	16.05.2024
	1	Метран-100ДИ	0,2		12.07.2023
	1	Метран-2000	В		05.07.2024

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
10	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 15 ата п/п 2 НКНХ	16.05.2024
	1	Метран-100ДИ	0,2		12.07.2023
	1	Метран-2000	B		05.07.2024
11	1	Метран-150	0,2	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 15 ата п/п 3 НКНХ	25.06.2020
	1	Метран-100-ДИ	0,2		06.10.2022
	1	ТСП"МЕТРАН"-206	B		23.07.2024
12	1	Vegadif -35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 15 ата п/п 4 НКНХ	19.02.2020
	1	Метран-100ДИ	0,5		консервация
	1	ТСП Метран-206	B		консервация
13	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 30 ата п/п 1 НКНХ	консервация
	1	Метран-100ДИ	0,5		консервация
	1	ТСПВ-1088	B		консервация
14	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 30 ата п/п 2 НКНХ	консервация
	1	Метран-100ДИ	0,5		консервация
	1	ТСПВ-1088	B		консервация
15	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 30 ата п/п 3 НКНХ	23.08.2024
	1	Метран-100ДИ	0,5		12.07.2023
	1	ТСП Метран-206	B		29.05.2024
16	1	VEGADIF-35	0,1	Помещение коммерческого учета ТП-1 Пар 30 ата п/п 4 НКНХ	12.07.2023
	1	Метран-100ДИ	0,5		12.07.2023
	1	ТСП Метран-206	B		23.05.2023
17	1	Взлет МР	0,25	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №4 (прямая сетевая НШЗ)	14.08.2024
	1	Метран-150ТАЗ	0,2		06.12.2022
	1	Метран-2000-КСТ	A		03.06.2020
18	1	Взлет МР	0,25	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №4 (обратная сетевая на НШЗ)	14.08.2024
	1	Метран-150	0,2		11.11.2022
	1	Метран-2000-КСТ	A		03.07.2020
19	1	Метран -150CD	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №4 (30 ата п/п 1 НШЗ)	17.03.2021
	1	Сапфир-22МП	0,1		19.04.2021

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
	1	Сапфир-22МП	0,1		17.03.2021
	1	ТСПУ Метран-276	A		25.11.2024
20	1	Метран -150CD	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №4 (30 ата п/п 2 НШЗ)	17.03.2021
	1	Сапфир-22МП	0,075		21.03.2024
	1	Сапфир-22МП	0,1		17.03.2021
	1	ТСПТ-101	A		11.04.2024
21	1	Метран -150CD	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №4 (30 ата п/п 3 НШЗ)	17.03.2021
	1	Метран -150CD	0,075		17.03.2021
	1	Сапфир-22МП	0,1		17.03.2021
	1	ТСПТ-101	A		11.04.2024
22	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (15 ата п/п 1 Танеко)	06.09.2024
	1	Метран -150ТА	0,2		06.10.2022
	1	Метран-276	0,5		15.05.2024
23	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (15 ата п/п 2 Танеко)	16.05.2024
	1	Метран -150ТА	0,2		16.05.2024
	1	Метран-276	0,5		29.01.2024
24	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (15 ата п/п 3 Танеко)	11.10.2024
	1	Метран -150ТА	0,2		25.06.2020
	1	Метран-276	0,5		29.01.2024
25	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (15 ата п/п 4 Танеко)	21.04.2022
	1	Метран -150ТА	0,2		06.09.2024
	1	Метран-276	0,5		30.03.2023
26	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (30 ата п/п 1 Танеко)	06.09.2024
	1	Метран -150ТА	0,2		06.09.2024
	1	Метран-276	0,5		07.11.2024
27	1	VEGADIF-65	0,075	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (30 ата п/п 2 Танеко)	06.09.2024
	1	Метран -150ТА	0,2		06.09.2024
	1	Метран-276	0,5		16.11.2023
28	1	VEGADIF-65	0,075		16.05.2024

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
	1	Метран -150ТА	0,2	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (45 ата п/п 1 Танеко)	21.04.2022
	1	Метран-276	0,5		06.10.2023
	1	VEGADIF-65	0,075		11.10.2024
29	1	Метран -150ТА	0,2	Помещение приборов коммерческого учета теплопункта №3 (45 ата п/п 2 Танеко)	11.10.2024
	1	Метран-276	0,5		27.06.2022
ИТОГО:	90				

**Табл. 2.29. Перечень и сведения о приборах учета тепловой энергии Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	УВП-280А.01 № прибора 202028	Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений: $\pm 0,01\%$	Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов ХК №1 (прямая сетевая вода Город 1)	02.06.2023
2				Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов ХК №1 (обратная сетевая вода Город 1)	
3	1	УВП-280А.01 № прибора 202031	Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений: $\pm 0,01\%$	Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов ХК №1 (прямая сетевая вода Город 2)	02.06.2023
4				Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов ХК №1 (обратная сетевая вода Город 2)	
5	1	УВП-280А.01 № прибора 106620	Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений: $\pm 0,01\%$	Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов БСИ (прямая сетевая вода на БСИ)	24.11.2022
6				Помещение приборов коммерческого учета тепловых пунктов БСИ (обратная сетевая вода на БСИ)	
7	1	УВП-280А.01 № прибора 202023	Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений: $\pm 0,01\%$	Подпитка на Город	02.06.2023
8	1	УВП-280А.01 № прибора 202029		Подпитка на ДПТС 2	
ИТОГО:	5	-	-	-	-

## 2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы оборудования источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) в 2020 – 2024 гг., приведшие к нарушению отпуска тепловой энергии в тепловые сети, отсутствуют.

## 2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии за последние три года не выдавалось.

## 2.12 Динамика изменения эксплуатационных показателей

Динамика изменения эксплуатационных показателей филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) представлена ниже.

**Табл. 2.30. Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	4250,69	4673,81	4488,18	4656,86	4411,76
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	525,78	534,04	513,45	552,40	535,63
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	34,27	32,62	29,30	31,37	30,12
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	3724,91	4139,77	3974,73	4104,47	3876,13
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	15566,80	16018,16	15474,63	16042,08	16970,71
из производственных отборов;	тыс. Гкал	172,22	143,49	64,47	103,14	331,50
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	2401,10	2542,61	2339,76	2130,58	2121,98

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
из отборов противодавления	тыс. Гкал	11027,83	11687,17	11257,07	11448,27	10686,35
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,61	101,38	137,76	274,46	294,59
из ПВК	тыс. Гкал	1013,30	23,71	0,80	59,42	57,47
из РОУ	тыс. Гкал	574,43	574,43	673,69	1026,75	2261,44
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт- ч	1153,00	1209,00	1164,00	1225,00	1189,00
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	4944,68	5651,45	5225,51	5706,55	5245,52
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	264,48	219,31	288,81	344,76	335,13
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт- ч	1168,00	1212,00	1180,00	1243,00	1204,00
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	253,50	285,90	283,20	294,80	295,40
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	80,22	83,15	80,92	78,68	72,45
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт- ч/Гкал	-	-	-	-	
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	3953,20	4199,91	3946,80	3960,11	3848,74
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	297,48	473,90	541,37	696,75	562,65



Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	253,50	285,90	283,20	294,80	295,40
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	250,60	277,80	273,40	281,10	286,40
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	281,82	357,80	354,80	372,40	356,60
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	151,70	143,60	143,50	143,60	144,00
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	3306,26	3484,17	3345,92	3513,45	3588,82

**Табл. 2.31. Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	1328,47	1630,01	1762,52	1402,14	1593,80
По теплофикационному циклу	млн кВт-ч	1010,52	1296,04	1316,61	1099,98	1185,01
Отпуск электрической энергии с шин	млн кВт-ч	1147,79	1400,39	1508,88	302,16	1334,01
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	180,68	229,62	253,65	227,27	259,80
на производство электрической энергии	млн кВт-ч	92,78	111,07	126,96	113,74	130,03
на отпуск тепловой энергии	млн кВт-ч	87,91	118,55	126,69	113,54	129,77
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	4066,81	5258,75	5419,52	4807,42	5224,67
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	4066,81	5258,75	5419,52	4807,42	5224,67
собственные нужды	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,05	1,93	2,05	1,96	2,06
в ТС горячей воде	тыс. Гкал	756,25	1072,87	1241,08	1014,19	966,87
в ТС паре	тыс. Гкал	3308,51	4183,95	4176,40	3791,26	4255,74
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	4066,81	5258,75	5419,52	4807,42	5224,67

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
из производственных отборов;	тыс. Гкал	738,30	1220,00	1187,00	720,21	642,43
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	758,30	1074,80	1243,13	1016,15	968,93
из отборов противодавления	тыс. Гкал	1570,43	1874,40	1398,26	1367,40	2404,78
из паровых котлов	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	
из водогрейных котлов	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	
из РОУ	тыс. Гкал	999,78	1089,55	1591,14	1703,65	1208,53
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1776,63	1739,31	1790,05	1967,69	1803,27
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	2360,20	2835,08	3155,00	2758,98	2874,07
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	13,50	14,40	14,23	12,66	13,53
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	2,05	1,93	2,05	1,96	2,06
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1828,60	1783,40	1837,60	2026,60	1853,57
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	401,00	386,90	394,40	450,70	434,90
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	75,40	79,30	70,60	64,60	76,90
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	329,48	310,86	343,91	354,40	295,06
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	-	-	-	-	-

<b>Наименование показателя</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1010,52	1296,00	1316,61	1099,98	1185,01
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	317,95	333,96	445,91	302,16	408,80
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	401,00	386,90	394,40	450,70	434,90
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	372,00	362,00	367,00	421,00	402,20
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	492,40	483,20	473,90	558,00	530,20
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	144,90	144,40	145,60	149,10	150,40
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1049,66	1301,40	1384,03	1246,10	1366,07

### 3 Тепловые сети, сооружения на них

#### 3.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение города Нижнекамска осуществляется от двух ТЭЦ:

- от ТЭЦ филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по тепловодам ТВ-1, ТВ-2, ТВ-4 (БСИ);
- от ТЭЦ ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловоду ТВ-3.

Филиал АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» обслуживает магистральные трубопроводы тепловых сетей, внутриквартальные тепловые сети и соединительные трубопроводы от магистральных тепловых сетей. Горячая вода производится водоподогревателями в ЦТП. Во вновь возводимых домах производство горячей воды осуществляется в ИТП.

Общая протяженность трубопроводов надземной и подземной прокладки филиал АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» составляет 746,080 км в однострубно́м исчислении (в т.ч. сети отопления - 504,789 км, сети ГВС – 241,291 км.).

1. Тепловод ТВ – 1 (Город-1) с двумя перекачивающими насосными станциями №1, №2 проложен в длину 20830,6 метра, из них надземная прокладка – 9651,30 м., подземная – 11179,30 м. Диаметр надземной прокладки 720 мм. Год ввода в эксплуатацию 1968 г.

В насосной № 1 установлены два центробежных двухступенчатых насоса типа СЭ 1260-123 с рабочими колесами двухстороннего всаса и один насос КРХ одноступенчатый с двухсторонним всасом. Производительность насосов СЭ-1250 м<sup>3</sup>/час, напор 123 м.в.ст., число оборотов 1500 об/мин. Производительность насоса КРН-1250 м<sup>3</sup>/час, напор - 140 м.в.ст. Мощность электродвигателей- 630 кВт, напряжение -6000 В, нагрузка - 73 ампера.

В насосной №2 установлено три центробежных насоса марки 300Д-90-Б производительностью 1260 м<sup>3</sup>/час, напором на выдаче насоса - 68 м.в.ст., числом оборотов – 1460 об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-12-41-4А, с числом оборотов - 1480 об/мин. Потребляемая мощность 320 кВт, напряжение – 6000 В.

2. Тепловод ТВ-2 (Город-2) с двумя перекачивающими насосными станциями №3, №5. Протяженность тепलोвода – 21008,64 м., из них надземная

прокладка – 7 527,64 м, подземная – 13481 м. Диаметр надземной прокладки — 720 мм.

В насосной № 3 установлены 3 центробежных насоса типа СЭ 1250-140, производительностью насосов СЭ-1250 м<sup>3</sup>/час, напором 140 м.в.ст., числом оборотов 1500 об/мин.. Электродвигатель типа А-12-52-4А с числом оборотов - 1500об/мин., потребляемая мощность- 630 к Вт, напряжение – 6000 В.

В насосной № 5 установлено 4 центробежных насоса марки СЭ 1250-70-11. Производительность насосов СЭ – 1250 м<sup>3</sup>/час, напор 70 м.в.ст., число оборотов – 1500 об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-114-4М с числом оборотов 1500 об/мин. Потребляемая мощность 320 кВт, напряжение – 6000 В.

3. Тепловод ТВ-3 (Город-3) с двумя перекачивающими насосными станциями №6, №7. Протяженность тепलोвода – 19074 м, из них надземная прокладка – 11291,8м., подземная – 7782,2 м. Диаметр надземной прокладки – 1020 мм.

В насосной № 6 установлено 4 центробежных насоса Д-2000-100-2, насос горизонтальный, одноступенчатый, с рабочим колесом двустороннего всаса. Производительность насоса – 2000м<sup>3</sup>/час, напор 100 м.в.ст. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа АЧ-450У-6УЗ с числом оборотов 980 об/мин. Потребляемая мощность 800 кВт, напряжение – 6000 В.

В насосной № 7 установлено 4 центробежных насоса с двусторонним всасом типа 300Д-70 Производительность насосов - 1260м<sup>3</sup>/час, напор 64 м.в.ст., число оборотов – 1470 об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-355Х-4 с числом оборотов 1485 об/мин. Потребляемая мощность - 315 кВт, напряжение – 6000 В.

4. Тепловод ТВ-4 (БСИ) с перекачивающей насосной станцией №4. Протяженность тепलोвода – 9134 м., из них подземная прокладка – 36 м., надземная прокладка – 9098м. Диаметр надземной прокладки – 720 мм.

В насосной №4 установлено 2 центробежных насоса марки 10 НМКх2 и 1 - центробежный насос марки ЦН-1000-180-3. Все насосы производительностью 1000 м<sup>3</sup>/час, напором 180 мм.в.ст. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-12-52-4А с числом оборотов 1480 об/мин. Потребляемая мощность 630 кВт, напряжение – 6000 В.

Теплоснабжение промышленных потребителей осуществляется с коллекторов станции по отдельным трубопроводам ПАО «Нижекамскнефтехим», предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, АО «Танеко».

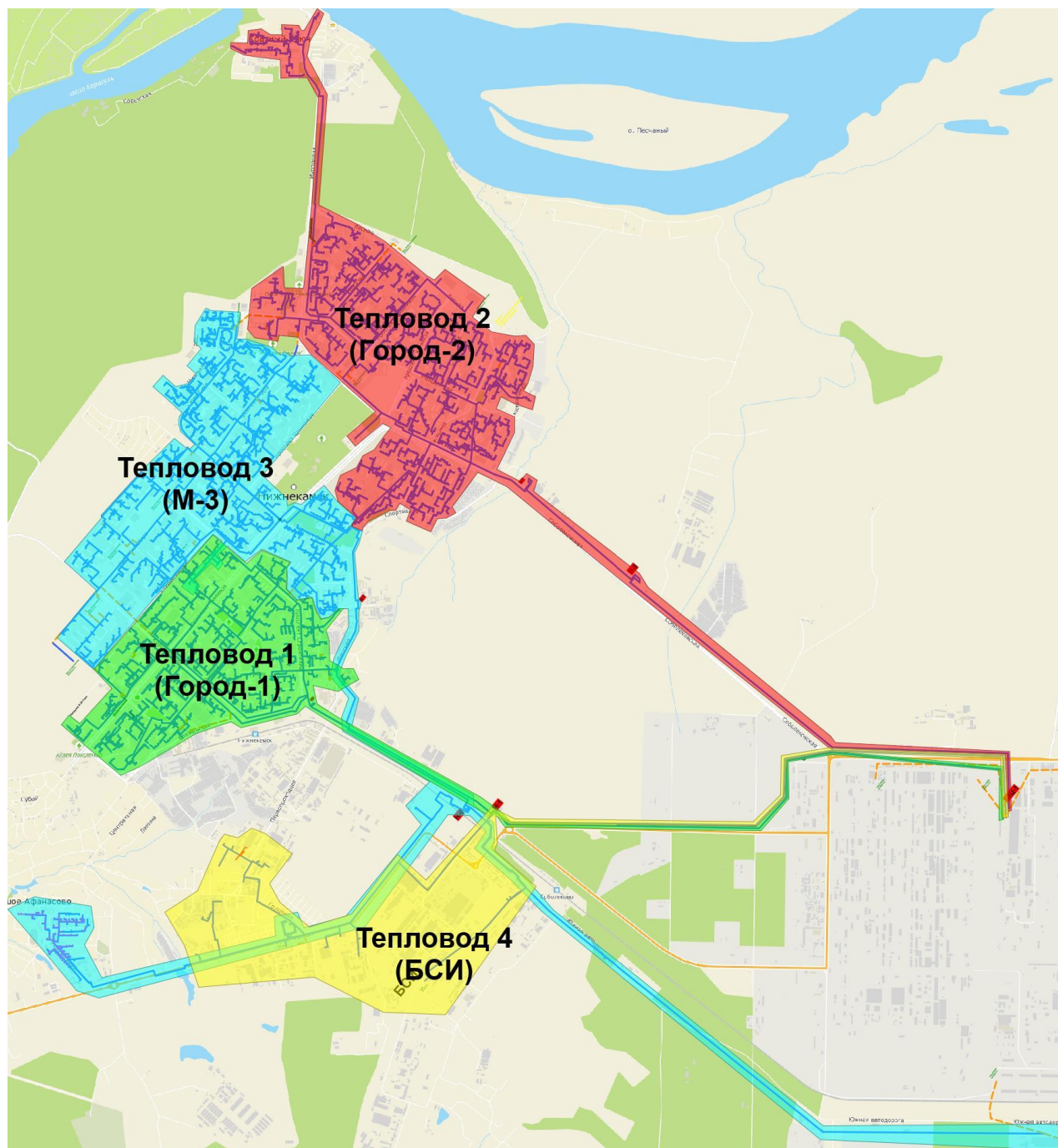


Рис. 3.1. Схема зон действия тепловодов

### **3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе**

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения г. Нижнекамска использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в документе «Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения» Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Нижнекамск» на период до 2040 года».

### 3.3 Центральные тепловые пункты и насосные станции

Динамика изменения средней тепловой мощности ЦТП АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» приведена в табл. 3.1.

Характеристика насосного оборудования ЦТП АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» приведена в табл. 3.2.

Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» приведены в табл. 3.3.

**Табл. 3.1 Центральные тепловые пункты филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго"**

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2020	95	836,689
2021	95	836,987
2022	95	837,206
2023	95	868,26
2024	95	868,26

**Табл. 3.2 Характеристика насосного оборудования ЦТП филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЕТО-1 АО "Татэнерго" в 2024 году**

ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-1	KM 150-125-250	1	1 184,00
ЦТП-1	K 80-65-160	1	13 920,00
ЦТП-1	K 100-80-160	1	54 720,00
ЦТП-1	K 80-65-160	1	720,00
ЦТП-2	WILO TOP-SD 80/20	1	10 660,32
ЦТП-4	GRUNDFOS TP 65-340/2-AE-F-B-BAQE	1	32 327,87
ЦТП-5	GRUNDFOS Unilift	1	121,50
ЦТП-5	WILO TOP SD 50/15	1	8 952,00
ЦТП-6	WILO TOP SD 50/15	1	8 883,60
ЦТП-6	GRUNDFOS Unilift	1	121,50
ЦТП-7	GRUNDFOS Unilift	1	121,50
ЦТП-7	K 80-65-160	1	43 916,10
ЦТП-8	GRUNDFOS Unilift	1	121,50
ЦТП-8	GRUNDFOS TP 65-340/2-AE-F-B-BAQE	1	28 520,91
ЦТП-9	K 80-65-160	1	19 155,53
ЦТП-9	K 80-65-160	1	30 684,00
ЦТП-10	K 80-65-160	1	25 838,93
ЦТП-10	K 80-65-160	1	23 686,65
ЦТП-10	K 150-125-250	1	1 665,00



ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-10	K 150-125-250	1	1 687,20
ЦТП-11	K 100-80-160	1	91 719,00
ЦТП-11	K 100-80-160	1	8 280,00
ЦТП-12	K 100-80-160	1	8 154,90
ЦТП-12	K 100-80-160	1	74 575,80
ЦТП-13	K 150-125-315	1	17 082,00
ЦТП-13	K 150-125-315	1	17 301,00
ЦТП-13	K 80-65-160	1	14 658,00
ЦТП-13	K 80-65-160	1	35 808,00
ЦТП-14	GRUNDFOS Unilift	1	172,20
ЦТП-14	K 80-65-160	1	39 171,60
ЦТП-15	WILO TOP SD 50/15	1	7 845,60
ЦТП-15	GRUNDFOS Unilift	1	174,96
ЦТП-16	GRUNDFOS Unilift	1	174,96
ЦТП-16	WILO TOP-SD 80/20	1	9 423,36
ЦТП-17	GRUNDFOS Unilift	1	174,96
ЦТП-17	WILO TOP SD 50/15	1	7 945,80
ЦТП-18	K 45-30	1	42 654,00
ЦТП-18	K 45-30	1	1 800,00
ЦТП-19	K 45-30	1	35 585,55
ЦТП-19	K 45-30	1	1 883,25
ЦТП-20	K 80-65-160	1	1 433,25
ЦТП-20	K 80-65-160	1	35 445,15
ЦТП-21	K 100-80-160	1	4 884,00
ЦТП-21	K 100-80-160	1	73 692,90
ЦТП-22	K 45/30	1	34 138,05
ЦТП-22	K 45/30	1	999,00
ЦТП-23	K 100-80-160	1	19 984,20
ЦТП-23	K 100-80-160	1	68 479,80
ЦТП-24	K 100-80-160	1	1 938,00
ЦТП-24	K 80-65-160	1	35 858,10
ЦТП-24	K 80-65-160	1	8 982,30
ЦТП-25	KM 100-65-200	1	13 248,00
ЦТП-25	K 100-80-160	1	63 636,30
ЦТП-25	K 100-80-160	1	35 521,20
ЦТП-26	K 100-80-160	1	11 923,20
ЦТП-26	K 100-80-160	1	10 607,40
ЦТП-26	K 80-65-160	1	15 532,58
ЦТП-26	K 80-65-160	1	23 727,60
ЦТП-27	K 80-65-160	1	20 995,20
ЦТП-27	K 80-65-160	1	20 995,20
ЦТП-27	K 100-80-160	1	69 930,00
ЦТП-27	K 80-65-160	1	819,00
ЦТП-27	K 80-65-160	1	32 403,15
ЦТП-27	K 65-50-160	1	12 777,60
ЦТП-28	K 80-65-160	1	34 302,60
ЦТП-28	K 80-65-160	1	570,00
ЦТП-29	K 80-65-160	1	570,00
ЦТП-29	K 100-80-160	1	7 920,00

ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-30	К 100-80-160	1	2 014,50
ЦТП-30	К 80-65-160	1	12 606,75
ЦТП-30	Иртыш ЦМЛ 100/138-7,5/2	1	35 089,20
ЦТП-31	ЦТП-31 К 65-50-160	1	25 589,52
ЦТП-31	К 65-50-160	1	7 788,00
ЦТП-32	КИТ ПВН 120-20	1	1 881,25
ЦТП-32	КИТ ПВН 120-20	1	68 942,28
ЦТП-33	КИТ ПВН 120-20	1	1 881,25
ЦТП-33	КИТ ПВН 120-20	1	67 514,74
ЦТП-34	КИТ ПВН 65-20	1	944,25
ЦТП-34	КИТ ПВН 65-20	1	34 603,91
ЦТП-35	КИТ ПВН 120-20	1	1 985,76
ЦТП-35	КИТ ПВН 120-20	1	72 772,41
ЦТП-36	К 100-80-160	1	74 563,20
ЦТП-36	К 100-80-160	1	16 931,25
ЦТП-37	К 100-65-200	1	3 876,00
ЦТП-37	К 100-80-160	1	69 346,35
ЦТП-37	К 80-65-160	1	9 229,65
ЦТП-37	К 200-150-250	1	127 389,60
ЦТП-37	К 200-150-250	1	2 340,00
ЦТП-37	К 200-150-250	1	1 638,00
ЦТП-38	К 80-65-160	1	2 340,00
ЦТП-38	К 80-65-160	1	35 187,75
ЦТП-39	К 80-65-160	1	40 932,45
ЦТП-39	К 80-65-160	1	7 757,10
ЦТП-40	К 150-125-315	1	3 978,00
ЦТП-40	К 200-150-315	1	40 056,13
ЦТП-40	К 200-150-315	1	142 418,26
ЦТП-40	К 80-65-160	1	35 947,35
ЦТП-40	К 80-65-160	1	1 542,90
ЦТП-41	К 100-80-160	1	1 887,00
ЦТП-41	К 80-65-160	1	18 603,60
ЦТП-41	К 80-65-160	1	25 607,70
ЦТП-41	К 150-125-315	1	116 194,80
ЦТП-41	К 200-150-315	1	5 395,83
ЦТП-41	К 150-125-315	1	4 080,00
ЦТП-41А	КИТ ПВН 16-2.50	1	11 740,43
ЦТП-42	К 150-125-250	1	71 031,12
ЦТП-42	К 150-125-250	1	5 624,00
ЦТП-42	К 80-65-160	1	37 878,75
ЦТП-42	К 100-80-160	1	75 493,59
ЦТП-42	К 100-80-160	1	1 125,00
ЦТП-42	К 80-65-160	1	28 327,50
ЦТП-42	К 80-65-160	1	18 063,30
ЦТП-42	К 150-125-250	1	49 450,50
ЦТП-42	К 150-125-250	1	4 162,50
ЦТП-42	К 80-65-160	1	994,50
ЦТП-43	К 80-65-160	1	5 568,75
ЦТП-43	К 80-65-160	1	35 685,00

ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-44	К 65-50-160	1	16 078,15
ЦТП-44	К 80-65-160	1	28 463,70
ЦТП-45	К 43/30	1	42 768,00
ЦТП-45	К 80-65-160	1	7 495,13
ЦТП-46	К 100-65-200	1	4 080,00
ЦТП-46	К 150-125-250	1	106 026,46
ЦТП-46	К 80-65-160	1	1 928,85
ЦТП-46	К 80-65-160	1	35 019,60
ЦТП-46	К 150-125-250	1	15 555,54
ЦТП-46	К 150-125-250	1	61 125,30
ЦТП-46	К 150-125-315	1	3 978,00
ЦТП-46	К 150-125-315	1	3 927,00
ЦТП-47	К 80-65-160	1	23 746,20
ЦТП-47	К 80-65-160	1	25 433,10
ЦТП-48	К 100-80-160	1	11 002,50
ЦТП-48	К 100-80-160	1	85 966,65
ЦТП-49	К 80-65-160	1	5 936,70
ЦТП-49	К 80-65-160	1	40 626,00
ЦТП-50	К 100-80-160	1	65 256,84
ЦТП-50	К 80-65-160	1	5 281,20
ЦТП-51	К 150-125-250	1	74 082,14
ЦТП-51	К 150-125-250	1	2 886,00
ЦТП-51	К 80-65-160	1	40 070,78
ЦТП-51	К 80-65-160	1	8 857,88
ЦТП-51	К 65-50-160	1	748,00
ЦТП-51	К 80-65-160	1	1 032,75
ЦТП-51	К 80-65-160	1	969,00
ЦТП-52	К 100-80-160	1	33 887,70
ЦТП-52	К 100-80-160	1	59 297,40
ЦТП-53	К 100-80-160	1	17 460,30
ЦТП-53	К 100-80-160	1	73 116,00
ЦТП-54	К 80-65-160	1	34 824,00
ЦТП-54	К 80-65-160	1	13 976,40
ЦТП-55	К 80-65-160	1	9 129,12
ЦТП-55	К 80-65-160	1	62 102,04
ЦТП-56	К 80-65-160	1	2 962,50
ЦТП-56	К 80-65-160	1	40 882,50
ЦТП-57	К 45/30	1	43 791,68
ЦТП-57	К 80-65-160	1	3 413,03
ЦТП-58	К 100-80-160	1	5 154,75
ЦТП-58	К 100-80-160	1	92 430,00
ЦТП-59	К 100-80-160	1	86 220,60
ЦТП-59	К 100-80-160	1	12 347,70
ЦТП-60	К 100-80-160	1	87 312,00
ЦТП-60	КМ 100-80-160	1	2 065,50
ЦТП-60	КМ 100-80-160	1	2 091,00
ЦТП-61	К 100-80-160	1	90 639,90
ЦТП-61	К 100-80-160	1	1 989,00
ЦТП-61	К 100-80-160	1	78 191,10

ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-61	К 100-80-160	1	15 011,10
ЦТП-62	К 100-80-160	1	12 393,81
ЦТП-62	К 100-80-160,	1	54 858,87
ЦТП-62	К 100-80-160	1	86 350,95
ЦТП-62	К 100-80-160	1	2 014,50
ЦТП-62	К 80-65-160	1	1 007,25
ЦТП-62	К 45/30	1	1 007,25
ЦТП-62	К 45/30	1	1 007,25
ЦТП-62	К 100-80-160	1	1 989,00
ЦТП-62	К 100-80-160	1	2 014,50
ЦТП-62	К 100-80-160	1	14 639,13
ЦТП-62	К 100-80-160	1	33 870,10
ЦТП-62	КМ 65-50-160	1	31 261,23
ЦТП-62	КМ 65-50-160	1	748,00
ЦТП-63	К 65-50-160	1	1 100,00
ЦТП-63	К 65-50-160	1	26 584,80
ЦТП-63	К 80-65-160	1	10 852,80
ЦТП-64	К 80-65-160	1	37 191,66
ЦТП-64	К 80-65-160	1	791,31
ЦТП-65	КИТ ПВН 150-20	1	132 395,56
ЦТП-65	КИТ ПВН 150-20	1	17 125,02
ЦТП-66	К 100-80-160	1	13 372,20
ЦТП-66	К 100-80-160	1	76 676,40
ЦТП-66	К 100-80-160	1	1 963,50
ЦТП-67	К 100-80-160	1	43 969,80
ЦТП-67	К 100-80-160	1	47 880,00
ЦТП-67	К 100-65-200	1	4 080,00
ЦТП-68	К 100-80-160	1	2 014,50
ЦТП-68	К 100-80-160	1	91 825,65
ЦТП-68	К 100-80-160	1	7 137,00
ЦТП-69	КМ 100-65-200	1	3 168,00
ЦТП-69	К 100-80-160	1	70 588,80
ЦТП-70	К 100-80-160	1	792,99
ЦТП-70	К 100-80-160	1	73 113,30
ЦТП-71	К 80-65-160	1	24 441,30
ЦТП-71	К 80-65-160	1	25 010,23
ЦТП-73	К 45/30	1	33 374,00
ЦТП-74	К 150-125-250	1	2 484,55
ЦТП-74	К 100-80-160	1	33 843,60
ЦТП-74	К 100-80-160	1	60 126,90
ЦТП-75	КМ 150-125-250	1	2 421,65
ЦТП-75	КМ 150-125-250	1	2 484,55
ЦТП-75	К 100-80-160	1	1 777,50
ЦТП-75	К 100-80-160	1	1 755,00
ЦТП-75	К 100-80-160	1	2 026,35
ЦТП-75	К 100-80-160	1	73 375,20
ЦТП-76	GRUNDFOS TP 50-360/2 A-F-BAQE	1	445,75

ЦТП	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч
ЦТП-76	GRUNDFOS TP 50-360/2 A-F-BAQE	1	18 617,56
ЦТП-77	K 100-80-160	1	73 182,30
ЦТП-77	K 100-80-160	1	10 225,80
ЦТП-78	GRUNDFOS CR45-2-2 E-F-A-E-HOQE	1	25 868,70
ЦТП-78	GRUNDFOS CR45-2-2 E-F-A-E-HOQE	1	2 673,00
ЦТП-79	КИТ ПБН 120-20-2.125.15.380.МС	1	88 577,41
ЦТП-79	КИТ ПБН 120-20-2.125.15.380.МС	1	6 944,47
ЦТП-80	GRUNDFOS CR64-2-2 E-F-A-E-HQUE	1	49 175,40
ЦТП-80	GRUNDFOS CR64-2-2 E-F-A-E-HQUE,	1	1 895,40
ЦТП-81	K 100-80-160	1	65 253,60
ЦТП-81	K 80-65-160	1	13 408,20
ЦТП-82	GRUNDFOS TP 80-330/2-AE	1	62 806,59
ЦТП-82	GRUNDFOS TP 80-330/2-AE	1	1 614,58
ЦТП-83	K 80-65-160	1	8 520,15
ЦТП-83	K 80-65-160	1	41 118,00
ЦТП-83	K 100-80-160	1	1 521,00
ЦТП-83	K 100-80-160	1	1 521,00
ЦТП-84	Иртыш ЦМЛ 100/138-7,5/2	1	29 412,00
ЦТП-84	Иртыш ЦМЛ 100/138-7,5/2	1	23 006,03
ЦТП-85	КМ 80-65-160	1	888,00
ЦТП-85	K 100-80-160	1	71 421,00
ЦТП-86	K 100-80-160	1	3 626,70
ЦТП-86	K 100-80-160	1	89 478,60
ЦТП-87	K-100-80-160	1	1 552,10
ЦТП-87	K-100-80-160	1	1 514,70
ЦТП-87	K-80-65-160	1	43 056,00
ЦТП-88	K 80-65-160	1	1 007,25
ЦТП-88	K 100-65-200	1	1 514,70
ЦТП-88	K 80-65-160	1	1 007,25
ЦТП-88	K 80-65-160	1	43 313,40
ЦТП-89	K 80-65-160	1	27 495,00
ЦТП-89	K 80-65-160	1	20 341,55
ЦТП-90	K 80-65-160	1	994,50
ЦТП-90	K 80-65-160	1	981,75
ЦТП-90	K 80-65-160	1	37 617,83
ЦТП-91	K 100-80-160	1	73 312,20
ЦТП-91	K 100-80-160	1	829,50
ЦТП-91	K 100-80-160	1	12 249,90
ЦТП-91	K 80-65-160	1	45 618,00
ЦТП-91	K 80-65-160	1	34 246,50

**Табл. 3.3. Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса (в работе / в резерве)
ПНС-1	Индустриальная 4	СЭ-1250-123	1	1250	0,5	12,3	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-123	1	1250	0,5	12,3	Параллельно	работа/резерв
		KRH-1250-140	1	1250	0,5	12,3	Параллельно	работа/резерв
ПНС-2	пр-кт. Строителей 1/в/1	300Д-90-Б	1	1260	0,5	6,8	Параллельно	работа/резерв
		300Д-90-Б	1	1260	0,5	6,8	Параллельно	работа/резерв
		300Д-90-Б	1	1260	0,5	6,8	Параллельно	работа/резерв
ПНС-3	Саболековская 1	СЭ-1250-140	1	1250	0,5	14	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-140	1	1250	0,5	14	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-140	1	1250	0,5	14	Параллельно	работа/резерв
ПНС-4	Индустриальная 4	ЦН-1000-180-3	1	1000	0,5	18	Параллельно	работа/резерв
		10НМК*2	1	1000	0,5	18	Параллельно	работа/резерв
		10НМК*2	1	1000	0,5	18	Параллельно	работа/резерв
ПНС-5	Саболековская 3/а	СЭ-1250-70-11	1	1250	0,5	7	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-70-11	1	1250	0,5	7	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-70-11	1	1250	0,5	7	Параллельно	работа/резерв
		СЭ-1250-70-11	1	1250	0,5	7	Параллельно	работа/резерв
ПНС-6	Индустриальная 2	Д2000-100-2	1	2000	0,5	10	Параллельно	работа/резерв
		Д2000-100-2	1	2000	0,5	10	Параллельно	работа/резерв
		Д2000-100-2	1	2000	0,5	10	Параллельно	работа/резерв
		Д2000-100-2	1	2000	0,5	10	Параллельно	работа/резерв
ПНС-7	Ахтюбинская 19	300Д-70	1	1260	0,5	6,4	Параллельно	работа/резерв
		300Д-70	1	1260	0,5	6,4	Параллельно	работа/резерв
		300Д-70	1	1260	0,5	6,4	Параллельно	работа/резерв
		300Д-70	1	1260	0,5	6,4	Параллельно	работа/резерв

**3.4 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам**

Характеристика тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» приведена в Табл. 3.4.-3.7. Общая материальная характеристика тепловых сетей АО «Татэнерго» составляет 212 095 м<sup>2</sup>.

Характеристики тепловых сетей АО «Танеко» приведены в Табл. 3.8-3.12. Характеристики тепловых сетей предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES приведены на

Рис. 3.2 - Рис. 3.4.

Информация по тепловым сетям ПАО «Нижнекамскнефтехим» отсутствует.

**Табл. 3.4. Характеристики тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
<b>Тепловод 1</b>							
Участок от АО "ТГК16" НК ТЭЦ (ПТК-1) до опоры-17 (в 3м. от оп. 17 в сторону оп.18)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2019кв	210,50	820	345,22
Участок от опоры-17 до опоры-40	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2020кв	338,50	820	555,14
Участок от опоры-40 до опоры-208	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1969	2186,20	820	3585,36
Участок от опоры-208 до опоры-217	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1986 кв	115,00	820	188,60
Участок от опоры-217 до ПНС-1Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1968	4205,50	720	6055,92
ПНС-1Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1969	6,00	426	5,11
ПНС-1Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1969	22,50	720	32,40
Участок от ПНС-1Н до павильона-6/1	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	2006кв.	427,00	720	614,88
Участок от павильона-6/1 до опоры-643	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2009	508,00	720	731,52
Участок от опоры-643 до опоры-689	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2010 кв	452,00	720	650,88
ПНС-2Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1968	12,00	325	7,80



Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
ПНС-2Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1968	10,00	720	14,40
Участок от опоры-689 до ПНС-2Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1980	1037,40	720	1493,86
Участок от ПНС-2Н до ТК-5	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1980	120,70	720	173,81
<b>пр. Строителей</b>							
Участок от ТК-5 до ТК-6а	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	118,00	720	169,92
Участок от ТК-6А до ТК-6	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2022кр	114,95	720	165,53
Участок в ТК-6	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2022кр	5,00	720	7,20
Участок от ТК-6 до ТК-7	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2023кр	159,00	720	228,96
Участок от ТК-7 до ТК-7А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2000кр	151,00	720	217,44
Участок от ТК-7А до ТК-8	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	152,05	720	218,95
Участок от ТК-8 до ТК-9	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	154,00	720	221,76
Участок от ТК-9 до ТК-10	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2005кр	150,00	720	216,00
Участок от ТК-10 до ТК-10А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014 кр	129,00	720	185,76

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-10А до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014 кр	129,00	720	185,76
Участок в ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2021кр	4,60	630	5,80
Участок от ТК-11 до ТК-13	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015 кр	173,00	426	147,40
Участок от ТК-13 до ТК-14	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2004кр	264,50	273	144,42
Участок от ТК-14 до ТК-1	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2016кр	143,00	219	62,63
Участок от ТК-1 до ТК-2	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2004кр	282,00	219	123,52
Участок от ТК-2 до ТК-7	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2005кр	102,00	219	44,68
<b>ул.Школьный Бульвар</b>							
Участок от ТК-11 до ТК-22	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	108,00	530	114,48
Участок от ТК-22 до ТК-26	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2011 кр	606,00	530	642,36
Участок от ТК-26 до ТК-27	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1988кр	120,00	530	127,20
Участок от ТК-27 до ТК-28	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2016 кр	126,00	530	133,56
<b>ул.Вокзальная- ул. Корабельная (бесканальная прокладка) Ду600</b>							

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-6А до НО-4	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная бесканальная	ППУ	2012 кс	242,00	630	304,92
Участок от НО-4 до ТК-4а	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная бесканальная	ППУ	2013 кс	257,00	630	323,82
Участок от ТК-4а до ТК-7	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная бесканальная	ППУ	2015 кс	367,00	630	462,42
Участок от ТК-7 до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная бесканальная	ППУ	2016кс	467,00	630	588,42
<b>ул. Корабельная</b>							
Участок от ТК-11 до ТК-12	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1989кр	95,00	426	80,94
Участок от ТК-12 до точки А (ТК-15)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1989кр	130,00	426	110,76
Участок от точки А до ТК-15	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1989кр	60,00	377	45,24
Участок от ТК-15 до ТК-1	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2008кр	87,00	426	74,12
Участок от ТК-15 до ЦТП-10	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1998кр	110,00	219	48,18
Участок от ТК-1 до ТК-2	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	165,00	325	107,25
Участок от ТК-2 до ТК-3	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1992	171,00	273	93,37
Участок от ТК-3 до ТК-4	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2000кр	85,00	273	46,41

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-4 до ТК-4А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2006кр	150,00	273	81,90
Участок от ТК-4А до ЦТП-13	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2006кр	143,00	273	78,08
<b>пр. Химиков</b>							
Участок от ТК-2 до ТК-7	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1999кр	116,00	325	75,40
Участок от ТК-7 до ТК-9	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	230,00	325	149,50
Участок от ТК-9 до точки А (ТК-10)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	184,00	273	100,46
Участок от точки А до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	165,00	273	90,09
<b>ул. Юности (от Корабельной до Тукая)</b>							
Участок от ТК-11 до ТК-18	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2022кр	171,20	325	111,28
Участок от ТК-18 до ТК-21	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2021кр	201,00	325	130,65
Участок от ТК-21 до ТК-23	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2011кр	160,00	273	87,36
Участок от ТК-23 до ТК-24	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2005кр	98,00	273	53,51
Участок от ТК-24 до ТК-25	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2013 кр	30,00	273	16,38
<b>ул. Тукая</b>							

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-25 до ТК-28	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2005кр	191,00	273	104,29
Участок от ТК-28 до ЦТП-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2005кр	114,00	273	62,24
Участок от ТК-19 до ТК-19А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2021кр	353,00	273	192,74
Участок от ТК-19а до точки А (ТК-11)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2007кр	19,00	273	10,37
Участок от точки А до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2008 кр	113,00	273	61,70
Участок от ТК-11 до ЦТП-12	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кр	149,00	219	65,26
<b>ул. Юности (от Тукая до Строителей)</b>							
Участок от ТК-25 до ТК-19	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2006кр	116,00	273	63,34
Участок от ТК-19 до ТК-17	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2008 кр	156,00	273	85,18
Участок от ТК-17 до ТК-15	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ	2007кр	231,00	273	126,13
Участок от ТК-15 до НО-18	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	152,00	273	82,99
Участок от НО-18 до ТК-13	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015 кр	88,00	273	48,05
<b>пр. Строителей - ул. Вокзальная</b>							

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-120 до ТК-121	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015кр	70,00	530	74,20
Участок от ТК-121 до ТК-122	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014 кр	45,00	530	47,70
Участок от ТК-122 до (точки А) ТК-123	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015 кр	69,00	530	73,14
Участок от ТК-123 (точка А) до ТК-124	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	68,00	530	72,08
Участок от ТК-124 до ТК-126	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2004кр	220,00	530	233,20
Участок от ТК-126 до ТК-127	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012 кр	121,00	530	128,26
Участок от ТК-127 до ТК-128	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1999кр	116,00	530	122,96
Участок от ТК-128 до ТК-131	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2019кр	294,00	530	311,64
Участок от ТК-131 до ТК-131А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	45,00	530	47,70
<b>ул.Корабельная</b>							
Участок от ТК-131А до ТК-133	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	300,00	530	318,00
Участок от ТК-133 до ТК-135	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	140,00	530	148,40
Участок от ТК-135 до ТК-135А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	53,00	530	56,18

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
<b>ул. Юности</b>							
Участок от ТК-135 до НО-4	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	241,00	426	205,33
Участок от НО-4 до ТК-138	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2009кр	242,00	426	206,18
Участок от ТК-138 до ТК-138А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2009	14,00	325	9,10
Участок от ТК-135а до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	116,00	325	75,40
<b>ул. Тукая</b>							
Участок от ТК-7 до ТК-20	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	84,00	273	45,86
Участок от ТК-20 до ТК-21	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015 кр	184,00	219	80,59
<b>ТЕПЛОВОД №2</b>							
Участок от ТГК16 ПТК-1 до ПНС-3Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	4927,64	720	7095,80
Участок основных перемычек ТВ2 НК	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	37,00	530	39,22
ПНС-3Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1975	10,00	720	14,40
ПНС-3Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1975	11,00	530	11,66
Участок от ПНС-3Н до ПНС-5Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	1821,50	720	2622,96

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
ПНС-5Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1985	10,00	720	14,40
ПНС-5Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1985	21,50	426	18,32
Участок от ПНС-5Н до опоры-582	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2022 кр	139,00	720	200,16
Участок от опоры-582 до опоры-569	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	133,50	720	192,24
Участок от опоры-569 до опоры-600	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2018 кр	364,50	720	524,88
Участок от опоры-600 до ТК-44	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	ППУ	2016 кр	52,00	720	74,88
Пр. Вахитова							
Участок от ТК-44 до точки А (ТК-43)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2018кр	156	720	224,64
Участок от точки А до ТК-43	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кр	150,00	720	216,00
Участок от ТК-43 до точки Б (ТК-42)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кр	18	720	25,92
Участок от точки Б до ТК-42 до точки А (ТК-41)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2013кр	305	720	439,20
Участок от точки А до ТК-41	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	145	720	208,80
Участок от ТК-41 до ТК-38	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2016 кр	24	720	34,56



Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-38 до ТК-39	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012 кр	105	720	151,20
Участок от ТК-39 до ТК-40	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2011 кр	122	720	175,68
Участок от ТК-40 до точки А (ЦТП-20)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015кр	122	273	66,61
Участок от точки А до ЦТП-20	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2019кр	125,5	273	68,52
Участок от ТК-40 до ТК-50	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	189	720	272,16
Участок от ТК-50 до ТК-52	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	231	720	332,64
Участок от ТК-52 до точки А (ТК-53)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015кр	34	720	48,96
Участок от точки А до ТК-53	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	47	720	67,68
Участок от ТК-53 до точки Б (ТК-54)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	162	720	233,28
Участок от точки Б до ТК-54	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014 кр	40	720	57,60
Участок от ТК-54 до ТК-55	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014 кр	124	720	178,56
Участок от ТК-55 до точки Д	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2009	103	720	148,32

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от точки Д до точки С (ТК-57)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2014кр	34	720	48,96
Участок от точки С до ТК-57	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2008 кр	150	720	216,00
Пр.Шинников							
Участок от ТК-57 до ТК-58	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	180	720	259,20
Участок от ТК-58 до ТК-59	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2000кр	173	720	249,12
Участок от ТК-59 до ТК-60	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2007кр	82	720	118,08
Ул.Менделеева							
Участок от ТК-60 до ТК-61	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2007	180	720	259,20
Участок от ТК-61 до НО-3	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1999кр	145	720	208,80
Участок от НО-3 до ТК-62	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012кр	137	720	197,28
Участок от ТК-62 до ТК-65	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	205	720	295,20
Участок от ТК-65 до ТК-66	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2015 кр	50	720	72,00
Участок от ТК-66 до точки А (ТК-67)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2009кр	73	720	105,12

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от точки А до ТК-67	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2008кр	40	720	57,60
Участок от ТК-67 до ТК-69	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2008кр	125	720	180,00
Участок от ТК-69 до ТК-70	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2009кр	186	720	267,84
Ул.Муральяна							
Участок от ТК-65 до точки А (ТК-102)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2018кс	323,00	530	342,38
Участок от точки А до ТК-102	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2019кс	103,00	530	109,18
Участок от ТК-102 до точки Б (ТК-103)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2019кс	251,00	530	266,06
Участок от точки Б до ТК-103	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кс	120,00	530	127,20
Участок от ТК-103 до ТК-104	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кс	120,00	530	127,20
Ул.Бызова							
Участок от ТК-63 до ТК-103	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	441	426	375,73
Участок от ТК-103 до ТК-105	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	324	325	210,60
Пр.Шинников							
Участок от ТК-60 до ТК-103	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2009кр	537,5	426	457,95

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-103 до ТК-104	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2008 кр	417	273	227,68
Ул.Гагарина							
Участок от точки А до ТК-38	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2013 кр	82	530	86,92
Участок от ТК-35 до точки А (ТК-38)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кр	180	530	190,80
Участок от ТК-34 до ТК-35	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2020кр	108	530	114,48
Участок от ТК-33 до ТК-34	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2021кр	213,00	530	225,78
Участок от ТК-32 до ТК-33	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1999кр	210	530	222,60
Участок от ТК-35 до ЦТП-21	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	82	219	35,92
Участок от ТК-35 до ЦТП-25	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2003кр	85	219	37,23
Участок от ТК-34 до ЦТП-24	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012 кр	335	219	146,73
Ул. Спортивная							
Участок от ТК-32 до точки А (ЦТП-22)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2011 кр	213	273	116,30
Участок от точки А до ЦТП-22	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2004кр	161	273	87,91

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-31 до ТК-32	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	206	530	218,36
Участок от ТК-30 до ТК-31	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	213	530	225,78
Участок от ТК-31 до ЦТП-23	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	79	219	34,60
Участок от ТК-30 до ЦТП-19	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2005кр	410	273	223,86
Участок от точки А до ТК-30	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	95,65	530	101,39
Участок от павильона - 4/3 до точки А (ТК-30)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2018кр	64,35	530	68,21
50 лет Октября							
Участок от павильона - 4/3 до ТК-28	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	102	530	108,12
Участок от ТК-28 до ТК-100а	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2004кр	292	426	248,78
Участок от ТК-4 до ЦТП-18	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2005кр	59	273	32,21
Участок от ТК-100а до точки А (ТК-101а)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2007	84	426	71,57
Участок от точки А до ТК-101а	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1979	392	426	333,98
Участок от ТК-103а до ТК-105	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2001кр	126	426	107,35

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Пр. Химиков - пр. Строителей - ул. Студенческая							
Участок от ТК-105 до ТК-109	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	648	426	552,10
Участок от ТК-109 до ТК-110	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2007кр	132	426	112,46
Участок от ТК-110 до точки А (ТК-111)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППБ изол.	2007кр	60	426	51,12
Участок от точки А до ТК-111	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2016кр	139	426	118,43
Участок от ТК-111 до ТК-1	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная бесканальная	ППУ	2010 кр	182	426	155,06
Ул.Баки Урманче							
Участок от ТК-105 до ТК-89	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2008 кр	332	426	282,86
Ул.Менделеева							
Участок от ТК-43 до ТК-2	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2007	128	530	135,68
Участок от ТК-2 до точки А (ТК-3)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2007	110	530	116,60
Участок от точки А до ТК-3	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012 кр	34	530	36,04
Участок от ТК-3 до точки А (ТК-4)	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2012 кр	105	530	111,30
Участок от точки А до ТК-5	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2003кр	271	530	287,26

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-5 до ТК-6	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2007	122	530	129,32
Участок от ТК-6 до ТК-7	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2006кр	235	530	249,10
Ул.Кайманова							
Участок от ТК-7 до ТК-9	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	ППУ	2010 кр	169	530	179,14
Участок от ТК-9 до ТК-10	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2008 кр	118	530	125,08
Участок от ТК-10 до ТК-10А	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2002кр	212	530	224,72
Участок от ТК-10А до ТК-11	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	2008 кр	93	530	98,58
<b>Тепловод 3</b>							
Участок от НКТЭЦ ПТК-2 до опоры-86	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1991	1115,0	1020	2274,60
Участок от опоры-86 до опоры-89 (Спецтяжпроект, подрядчики ТАНЕКО, реконструкция П-образника в подземку)	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	2016 (2019)	61,0	1020	124,44
Участок от опоры-89 до ПНС-6Н	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1991	6898,5	1020	14072,94
ПНС-6	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1992	10,0	1020	20,40
ПНС-6	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1992	21,5	530	22,79
Участок от павильона-2а до павильона-6/1	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1991	25,0	630	31,50
Участок от ПНС-6Н до ТК-91(гр.надзем.прокл.)	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1991	3190,3	1020	6508,21

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ТК-91 до ПНС-7Н	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1991	122,0	1020	248,88
ПНС-7	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1992	10,0	820	16,40
ПНС-7	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	надземная	минвата	1992	21,5	426	18,32
ул. Спортивная							
Участок от ПНС-7Н до ТК-97	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1991	691,7	1020	1411,07
Участок от ТК-97 до ТК-97а	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2016кр	41,0	1020	83,64
Участок от ТК-97а до павильона-4/3	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2019кс	182,0	1020	371,28
Павильон 4/3	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	2019кс	3,0	1020	6,12
ул. 50 лет Октября							
Участок от павильона-4/3 до ТК-98	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1991	150,0	820	246,00
Участок от ТК-98 до ТК-100	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2021кр	300,0	820	492,00
Участок от ТК-100 до ТК-105	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1991	504,0	820	826,56
ул. Баки Урманче							
Участок от ТК-105 до ТК-89	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1992	363,0	720	522,72
Участок от ТК-89 до ТК-87	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2021кс	268,5	820	440,26
Участок от ТК-87 до точки А	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2022кс	213,9	820	350,71
Участок от точки А до павильона-5/3	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2023кс	167,00	820	273,88
Павильон 5/3	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	2023кс	8,50	820	13,94
Участок от Павильона-5/3 до ТК-1 ул. Сююмбике	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2023кс	149,00	820	244,36
Пр. Мира							



Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от павильона-5/3 до ТК-83	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2011 кр	50,0	630	63,00
Участок от ТК-83 до точки А	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2013 кр	286,0	630	360,36
Участок от точки А до ТК-79	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2021 кр	225,0	630	283,50
Участок от ТК-79 до ТК-75	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1989	690,0	630	869,40
Участок от ТК-75 до точки А	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1987	302,0	630	380,52
Участок от точки А до ТК-69	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2017кр	349,0	720	502,56
Ул.Сююмбике							
Участок от ТК-1 до ТК-5	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1993	413,0	630	520,38
Участок от ТК-5 до ТК-7, ТК-7а-ТК-8	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	ППУ	2023кс	292,0	720	420,48
Участок от ТК-7 до ТК-7а	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	2023кс	14,0	720	20,16
Участок от ТК-8 до ТК-18	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1999	1412,9	630	1780,25
Участок от ТК-18 до ТК-19	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1999	233,8	720	336,67
Участок от ТК-19 до точки А	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1999	90,0	630	113,40
Участок от точки А до ТК-70	ООО "Нижнекамская ТЭЦ"	подземная	минвата	1999	200,0	720	288,00
<b>Тепловод №4</b>							
Участок от опоры-779 до ПНС-4Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	8027	720	11558,88
ПНС-4Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1975	8,5	720	12,24
ПНС-4Н	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1975	21,5	426	18,318

Участок тепловой сети	Наименование источника тепловой энергии	Тип прокладки	Конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, м	Ду	Материальная характеристика Ду*L
Участок от ПНС-4Н до ТК-1	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	132	720	190,08
Участок от ТК-1 до ТК-2	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	подземная	минвата	1987	36	720	51,84
Участок от ТК-2 до опоры-872	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	760	720	1094,4
Участок от опоры-872 до КПД	Филиал АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	надземная	минвата	1976	149	530	157,94

**Табл. 3.5 Общая характеристика магистральных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
32	165,50	6,30
65	860,00	65,40
80	4 843,00	431,03
100	4 799,00	518,30
125	1 073,00	142,75
150	5 333,80	848,07
200	25 541,20	5 593,53
250	25 086,60	6 848,65
300	17 096,80	5 556,48
400	12 296,80	9 936,05
500	14 794,20	14 145,98
600	13 236,00	12 454,93
700	63 753,40	63 753,40
800	4 879,60	4 879,60
1 000	24 629,00	24 629,00
<b>Всего</b>	<b>218 387,90</b>	<b>149 809,47</b>

**Таблица 3.6 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации филиала АО "Татэнерго" «Нижекамские тепловые сети» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
надземная	75696	61153,00
подземная	142 691,9	88656,47
<b>Всего</b>	<b>218 387,90</b>	<b>149 809,47</b>

**Табл. 3.7 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации филиал АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
50	320,00	18,24
65	85 178,26	6 473,55
80	39 136,28	3 483,13
100	51 574,86	5 570,08
125	2 449,40	325,77
150	53 845,00	8 561,36
200	37 924,80	8 305,53
250	11 151,40	3 044,33
300	2 548,60	828,30
400	2 130,20	907,47
500	141,80	75,15

<b>Bcero</b>	<b>286400,60</b>	<b>37592,90</b>
--------------	------------------	-----------------

**Таблица 3.8 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
50	39445,74	2324,10
65	50084,9	3798,88
80	44739,6	3981,82
100	54189,5	5852,47
125	309	41,10
150	46813	7443,27
200	5710	1250,49
<b>Всего</b>	<b>241291,74</b>	<b>24692,12</b>

**Таблица 3.9 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения**

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	50 651	36 130,90
С 1991 по 1998	62 122	38 348,40
С 1999 по 2003	155456	38 593,70
С 2004	477 851	119 674,86
<b>Всего</b>	<b>746 080,24</b>	<b>212 095</b>

**Табл. 3.10 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых, сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2020	91,3	812	0	0	0,7	0,8
2021	125,6	440,3	0	0	0,4	0,4
2022	4,5	350,7	0	0	0,1	0,6
2023	6,8	972,8	0	0	0	1
2024	3	480	0	80459	0	0,3

**Табл. 3.11 Характеристики тепловых сетей АО «Танеко»**

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-0402, HWS1-0403, HWS1-0404, HWS1-0405, HWS1-0406, HWS1-0407, HWS1-0408, HWR1-0402, HWR1-0403, HWR1-0404, HWR1-0405, HWR1-0406, HWR1-0407, HWR1-0408	отопление	8,1	18	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-0400, HWS1-0401, HWS1-0402, HWS1-0403, HWS1-0404, HWS1-0405, HWS1-0406, HWS1-0407, HWS1-0408,	отопление	45,35	25	мин.вата	надземная	2011

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
	HWS1-0409, HWR1-0400, HWR1-0401, HWR1-0402, HWR1-0403, HWR1-0404, HWR1-0405, HWR1-0406, HWR1-0407, HWR1-0408, HWR1-0409						
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9123, HWS1-7866, HWS1-7864, HWS1-9118, HWS1-9117, HWR1-9123, HWR1-7866, HWR1-7864, HWR1-9118, HWR1-9117	отопление	101,74	32	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3	HWS1-9113, HWR1-9113	отопление	1127,2	38	мин.вата	надземная	2011



Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
(тит.139/1, тит.139/3)							
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9020, HWR1-9020	отопление	1	45	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9118, HWR1-9118	отопление	299,3	45	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9031, HWR1-9031	отопление	92,45	57	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-7852, HWR1-7852	отопление	68,1	76	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9015, HWR1-9015	отопление	2788,95	89	мин.вата	надземная	2011

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
(тит.139/1, тит.139/3)							
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9066, HWR1-9066	отопление	1,2	89	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9016, HWR1-9016	отопление	1252,45	108	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9019, HWR1-9019	отопление	6,4	108	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-6801, HWR1-6801	отопление	632	114	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9029, HWR1-9029	отопление	5517,4	159	мин.вата	надземная	2011

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
(тит.139/1, тит.139/3)							
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9020, HWR1-9020	отопление	1351,5	168	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9108, HWR1-9108	отопление	2636,9	219	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9062, HWR1-9062	отопление	484	219	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-0410, HWR1-0410	отопление	384,3	273	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3	HWS1-0400, HWR1-0400	отопление	1	273	мин.вата	надземная	2011

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
(тит.139/1, тит.139/3)							
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9085, HWR1-9085	отопление	912,7	325	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9085, HWR1-9085	отопление	3244,7	325	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9085, HWR1-9085	отопление	862,85	377	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9001, HWR1-9001	отопление	336,4	426	мин.вата	надземная	2011
Станция теплофикационной воды №1 №3	HWS1-9085, HWR1-9085	отопление	377,4	426	мин.вата	надземная	2011

Источник тепловой энергии	Участок тепловой сети (от начальной до конечной камеры)	Тип тепловой сети (магистральная, системы отопления, системы ГВС)	Протяженность участка (в двухтрубном исчислении), м	Условный диаметр трубопроводов на участке D <sub>y</sub> , мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
(тит.139/1, тит.139/3)							
Станция теплофикационной воды №1 №3 (тит.139/1, тит.139/3)	HWS1-9085, HWR1-9085	отопление	137	457	мин.вата	надземная	2011

**Табл. 3.12 Общая характеристика магистральных тепловых сетей АО "ТАНЕКО" за 2024 год**

<b>Условный диаметр, мм</b>	<b>Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м</b>	<b>Материальная характеристика, м<sup>2</sup></b>
350	5 020,40	1 892,69
400	850,80	362,44
500	0	0
600	0	0
700	0	0
800	0	0
900	0	0
1 000	0	0
<b>Всего</b>	<b>5 871,20</b>	<b>2255,13</b>

**Табл. 3.13 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2024 год**

<b>Способ прокладки</b>	<b>Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м</b>	<b>Материальная характеристика, м<sup>2</sup></b>
Надземная	5 871,20	2 043,14
Канальная	0	0
непроходной канал	0	0
проходной канал	0	0
дюкер	0	0
Безканальная	0	0
<b>Всего</b>	<b>5 871,20</b>	<b>2 043,14</b>

**Табл. 3.14 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2024 год**

<b>Условный диаметр, мм</b>	<b>Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м</b>	<b>Материальная характеристика, м<sup>2</sup></b>
25	53,6	1,72
32	1229	46,70
40	300,4	13,52
50	92,45	5,27
65	68,2	5,18
80	2790,2	248,33
100	1890,8	204,21
125	0	0
150	6869	1092,171
200	3121	683,499
250	385,4	105,2142
<b>Всего</b>	<b>16 800,05</b>	<b>2405,81</b>

**Табл. 3.15 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации АО "ТАНЕКО" за 2024 год**

<b>Год прокладки</b>	<b>Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м</b>	<b>Материальная характеристика, м<sup>2</sup></b>
До 1990	0	0
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	22 671,25	4 322,40
<b>Всего</b>	<b>22 671,25</b>	<b>4 322,40</b>

**Паропроводы ПАО «Нижнекамскшина», находящиеся в аренде  
ООО «Энергошинсервис»**

№ п/п	Рег. №	Наименование	Срок ввода в эксплуа тацию	Диаметр трубы (Дн*S) по участкам, мм	Обозначение участков на схеме трубопровода	Протяженнос ть трассы в однотрубном исполнении, м	Способ прокладк и
1	2	3	4	5	6	7	8
1	НТ-180	От НК ТЭЦ-1 до п/о НК Шина 30 кг/см2	1988	377х9	НК ТЭЦ-1 ст.28 до ст 220:221 п/о «НКШ»	2200	надземная
2.	НТ-17	№1 на НШЗ-2 с НШЗ-1 30 кг/см2	1977	377х9	Ось 457:472	120	надземная
				377х9	Ось 216:456	2400	
				377х9	От пункт контроля и учета до центрального теплопункта А-Б	240	
3	НТ-16	№2 на НШЗ-2 с НШЗ-1 30кг/см2	1977	377х9	Ось 457:471	120	надземная
				377х9	Ось 215:460	2400	
				377х9	От пункта и до центрального теплопункта В- ГД	240	
4.	345	№1 НкШина (правый) 30кг/см2	1973	426х14	ТЭЦ ось 20- ограда ТЭЦ	450	надземная
				377х10	Ограда ТЭЦ- ТП-32	2275	
				377х9	ТП-32-гл.корпус	334	
5.	344	№2 НкШина (левый) 30кг/см2	1973	426х14	АБ-ТЭЦ ось 20- ограда ТЭЦ	450	надземная
				377х10	БВ-ТЭЦ-ТП-32	2275	
				377х9	ВГ-ТП-32- гл.корпус№1	334	
6.	864	От НК ТЭЦ-1 до п/о НК Шина 14кг/см2	1973	820х10	ТЭЦ ось 20- ограда ТЭЦ	455	надземная
				630х9	Ограда ТЭЦ- ТП-32	2500	
				630х9	ТП 32 – Узел 2	270	
				480х7	Узел 2 – гл.корпус	90	
				325х8	Узел 2 – Узел 10	930	
				219х6	Узел 10- Узел 12	215	

**Рис. 3.2. Паропроводы предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис» (1)**



				159x4,5	Узел 10- Узел 21	137	
				159x4,5	Узел 12- здание 7	297	
				133x4	Узел 20 – здание 20	55	
				108x4	Узел 10 - РМЦ	260	
				89x3,5	ТП 32 – Здание 16	720	
7.	863	На НШЗ-2 от НкШина-1 14кг/см2	1977	530x8	Узел 7 от 153-154 – Здание ТП ЗГШ	2760	надземная
8.	126	Паропровод №2 14кг/см2	1973	530x9	Здание НК ТЭЦ -1 – ось 20	60	
				820x9	Ось 20 – ограда НК ТЭЦ-1	455	
				630x9	Ограда НК ТЭЦ-1 – ТП-32	2500	надземная
				530x9	ТП -32 – гл.корпус ЗМШ	360	
				530x9	Узел №7 – гл.корпус ЗГШ	2550	

Начальник цеха ОЗО



А.В. Гомонов

**Рис. 3.3. Паропроводы предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть» КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис» (2)**

**Трубопроводы тепловой сети ПАО «Нижекамскшина»,  
находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис»**

№ п/п	Рег. №	Наименование	Срок ввода в эксплуа- тацию	Диаметр трубы (Дн*S) по участкам, мм	Обозначение участков на схеме трубопровода	Протяженность трассы в однотрубном исполнении, м	Способ прокладки
1	2	3	4	5	6	7	8
1	20	ПТК-1 НК ТЭЦ совместно с т/с НКНХ, НКШ, ННПЗ, ГТУ-75. Магистраль №1	1975	920x10	От стойки №30 до задвижек 2 ШЗ-1 и ШЗ-2	250	Надземная
				820x9	ТЭЦ ось 20- ограда ТЭЦ	455	
				820x8	Ограда ТЭЦ – ТП-32	4778	
				720x7	ТП-32 – узел 3	810	
				630x6	Узел 3 – узел 5	560	
				530x6	Узел 5- узел 7	1350	
				480x7	Узел 3- до корпуса 21	320	
				219x6	Корпус 21-до корпуса 11	2464	
				377x9	Узел 7 – узел 10	420	
				273x7	Узел 10-РМЦ	250	
				273x7	ТП-32 – узел 3	780	
				219x6	Узел 3 – корпус 21	220	
				159x5	Корпус 25- корпус 12	1400	
				426x14	Тп-32 до корпуса 2 (НМЗ)	2240	
				89x3	от корпуса 9 – до корпуса 59	320	
				45x2,5	Здание 8 а – здание 34	210	
2	807	ПТК-1 НК ТЭЦ совместно с т/с НКНХ, НКШ, ННПЗ, ГТУ-75. Магистраль №2	1977	820x9	От НК ТЭЦ до 6 узла	9440	Надземная
				720x8	От 6 узла до ЦТП ЗГШ	208	
				219x6	От ЗГШ до корпуса №56	2560	

Начальник цеха ОЭО



А.В. Гомонов

**Рис. 3.4. Трубопроводы тепловой сети предприятий ШБ группы ПАО «Татнефть»  
КАМА TYRES, находящиеся в аренде ООО «Энергошинсервис»**

### 3.5 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» приведено в таблицах ниже.

**Табл. 3.16 Перечень и характеристики секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети»**

№ п/п	Диспетчерское наименование тепловой камеры, павильона задвижек	Диспетчерское наименование арматуры		Тип секционирующей и регулирующей арматуры	Количество, шт.	Условный диаметр, мм
		подающий	обратный			
Город-1						
1	Павильон №1	1C1-1	1C2-1	Задвижка стальная	2	600
2	Павильон №2	1C3-2	1C4-2	Задвижка стальная	2	600
		1ПГ-1	1ОГ-1	Задвижка стальная	2	500
3	Павильон №3	1C5-3	1C6-3	Задвижка стальная	2	600
4	Павильон №4	1C7-4	1C8-4	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
5	Павильон №5	1C9-5	1C10-5	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
6	ПНС-1	П-1, П-2	О-1, О-2	Задвижка стальная с электроприводом	4	600
7	Павильон №6	1C11-6	1C12-6	Задвижка стальная	2	600
8	ПНС-2	П-1, П-2	О-1,О-2	Задвижка стальная с электроприводом	4	600
		1C-13 (ПП)	1C-14 (ОП)	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
9	ТК-120 Строителей	1C15	1C16	Задвижка стальная	2	500
10	ТК-6А Строителей	1C19	1C-20	Дископоворотный затвор	2	600
		1C17	1C18	Задвижка стальная	2	600
11	ТК-7 Строителей	1C65	1C66	Задвижка стальная	2	250
12	ТК-11 Строителей	1C69	1C70	Задвижка стальная	2	600
		1C21	1C22	Задвижка стальная	2	500
		1C23	1C24	Задвижка стальная	2	400
13	ТК-13 Строителей	1C25	1C26	Шаровая задвижка	2	250
		1C27	1C28	Задвижка стальная	2	250
14	ТК-14 Строителей	1C29	1C30	Шаровая задвижка	2	250
15	ТК-131 Вокзальная	1C51	1C52	Дископоворотный затвор	2	500
16	ТК-135 Юности	1C47	1C48	Задвижка стальная	2	400
		1C53	1C54	Задвижка стальная	2	500
17	ТК-135А Юности	1C57	1C58	Дископоворотный затвор	2	500
		1C55	1C56	Задвижка стальная	2	300
18	ТК-11 Корабельная	1C49	1C50	Дископоворотный затвор	2	600
		1C39	2C40	Дископоворотный затвор	2	600
		1C55-11	1C56-11	Дископоворотный затвор	2	300
		1C37	1C38	Дископоворотный затвор	2	300
19	ТК-15 Корабельная	1C41	1C42	Задвижка стальная	2	400
20	ТК-2 Корабельная	1C43	1C44	Задвижка стальная	2	300
21	ТК-4 Корабельная	1C45	1C46	Задвижка стальная	2	250
22	ТК-18 Юности	1C35	1C36	Шаровая задвижка	2	300
23	ТК-25 Юности	1C33	1C34	Задвижка стальная	2	250
		1C31	1C32	Задвижка стальная	2	250

№ п/п	Диспетчерское наименование тепловой камеры, павильона задвижек	Диспетчерское наименование арматуры		Тип секционированной и регулирующей арматуры	Количество, шт.	Условный диаметр, мм
		подающий	обратный			
24	ТК-19 Юности	1С61	1С62	Задвижка стальная	2	250
25	ТК-19А Тукая	1С63	1С64	Дископоворотный затвор/Задвижка стальная	2	250
26	ТК-11 Химиков	1С59	1С60	Задвижка стальная	2	250
		1С67	1С68	Задвижка стальная	2	250
27	ТК-26 Шк.бульвар	1С71	1С72	Задвижка стальная	2	500
Город-2						
28	Павильон №1	2С1-1	2С2-1	Задвижка стальная	2	600
29	Павильон №2	2С3-2	2С4-2	Задвижка стальная	2	600
		2ПГ-1	2ОГ-1	Задвижка стальная	2	500
30	Павильон №3	2С5-3	2С6-3	Дископоворотный затвор/Задвижка стальная	2	600
31	Павильон №4	2С7-4	2С8-4	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
32	ПНС-3	П-1, П-2	О-1, О-2, О-3	Задвижка стальная с электроприводом	5	600
		ПП	ОП	Задвижка стальная с электроприводом	2	500
33	Павильон №5	2С9-5	2С10-5	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
34	ПНС-5	П-1, П-2	О-1, О-2	Задвижка стальная с электроприводом	4	600
		ПП	ОП	Задвижка стальная с электроприводом	2	500
35	ТК-43 Вахитова	2С11	2С12	Задвижка стальная	2	500
36	ТК-5 Менделеева	2С29	2С30	Задвижка стальная	2	500
37	ТК-38 Вахитова	2С13	2С14	Дископоворотный затвор	2	500
38	ТК-40 Вахитова	2С15	2С16	Дископоворотный затвор	2	600
39	ТК-59 Шинников	2С17	2С18	Дископоворотный затвор	2	600
40	ТК-60 Шинников	2С19	2С20	Задвижка стальная	2	400
41	ТК-63 Менделеева	2С21	2С22	Задвижка стальная	2	400
		2С33	2С34	Дископоворотный затвор	2	600
42	ТК-65 Менделеева	2С23	2С24	Дископоворотный затвор	2	500
43	ТК-69 Менделеева	2С25	2С26	Задвижка стальная	2	600
44	ТК-104 Мурадыяна	2С27	2С28	Задвижка стальная	2	400
БСИ						
45	Павильон №1	БС1-1	БС2-1	Задвижка стальная	2	600
46	Павильон №2	БС3-2	БС4-2	Задвижка стальная	2	600
47	Павильон №3	ПБГ-1	ОБГ-1	Задвижка стальная	2	500
48	ПНС-4	П-1, П-2,	О-1, О-2	Задвижка стальная с электроприводом	4	600
		ПБГ-2	ОБГ-2, ОБГ-3	Задвижка стальная с электроприводом	3	500
49	Павильон №4 (КПД)	БС-7	БС-8	Дископоворотный затвор	2	500
М-3						
50	Павильон №1	3С1-1	3С2-1	Задвижка стальная	2	1000
51	Павильон №2	3С3-2	3С4-2	Задвижка стальная	2	1000
52	ПНС-6	П-1, П-2	О-1, О-2, О-3	Задвижка стальная с электроприводом	5	1000
53	Оп.807	ИТК-1	ИТК-2	Задвижка стальная	2	500
54	Павильон №2А	3С3-2А	3С4-2А	Дископоворотный затвор/ стальная задвижка	2	600
55	Павильон №3	3С5-3	3С6-3	Задвижка стальная	2	1000

№ п/п	Диспетчерское наименование тепловой камеры, павильона задвижек	Диспетчерское наименование арматуры		Тип секционирующей и регулирующей арматуры	Количество, шт.	Условный диаметр, мм
		подающий	обратный			
56	ПНС-7	П-1, П-2	О-1, О-2	Задвижка стальная с электроприводом	4	800
		ПП	ОП-1, ОП-2	Задвижка стальная с электроприводом	3	500
57	Павильон №4	ЗС7-4	ЗС8-4	Задвижка стальная с электроприводом	2	1000
		ЗС9-4	ЗС10-4	Задвижка стальная с электроприводом	2	800
		ЗС11-4	ЗС12-4	Дископоворотный затвор с эл.приводом	2	500
		ЗС13-4	ЗС14-4	Задвижка стальная с электроприводом	2	500
58	ТК-28 50 лет Октября	ЗС15	ЗС16	Задвижка стальная	2	400
59	ТК-4 50 лет Октября	ЗС33	ЗС34	Задвижка стальная	2	400
60	ТК-105 Химиков	ЗС21	ЗС22	Задвижка стальная	2	800
		ЗС19	ЗС20	Задвижка стальная	2	400
		ЗС17	ЗС18	Задвижка стальная	2	400
		ЗС23	ЗС24	Задвижка стальная	2	400
61	ТК-87 Б.Урманче	ЗС35	ЗС36		2	600
62	Павильон №5	ЗС27-5	ЗС28-5	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
		ЗС25-5	ЗС26-5	Задвижка стальная с электроприводом	2	600
63	ТК-76 пр.Мира	ЗС39	ЗС40	Задвижка стальная	2	600
64	ТК-1 Сююмбике	ЗС29	ЗС30	Задвижка стальная	2	600
65	ТК-10 Сююмбике	ЗС37	ЗС38	Задвижка стальная	2	600
66	ТК-70 Менделеева	ЗС31	ЗС32	Задвижка стальная	2	600

**Табл. 3.17 Сведения по гидравлическим системам автоматического регулирования и защиты**

Тип САРЗ	Количество, шт.	Расход теплоносителя, м³/ч	Место установки (под./обр. тр-д)	Продолжительность работы в течение года, ч
Регулятор давления РД-ЗМ	14	0,030	ПНС-1,2,3,4,5,6,7 на подающем трубопроводе	8760

### **3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла – центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) для потребителей, представленный на рисунке и в таблице ниже.

В ЦТП поддерживаются требуемые расходы, располагаемый напор и температура теплоносителя в обратном трубопроводе, поступающего в распределительные (внутриквартальные) сети.

При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 70 °С, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину завышения сетевой воды в обратном трубопроводе.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с.

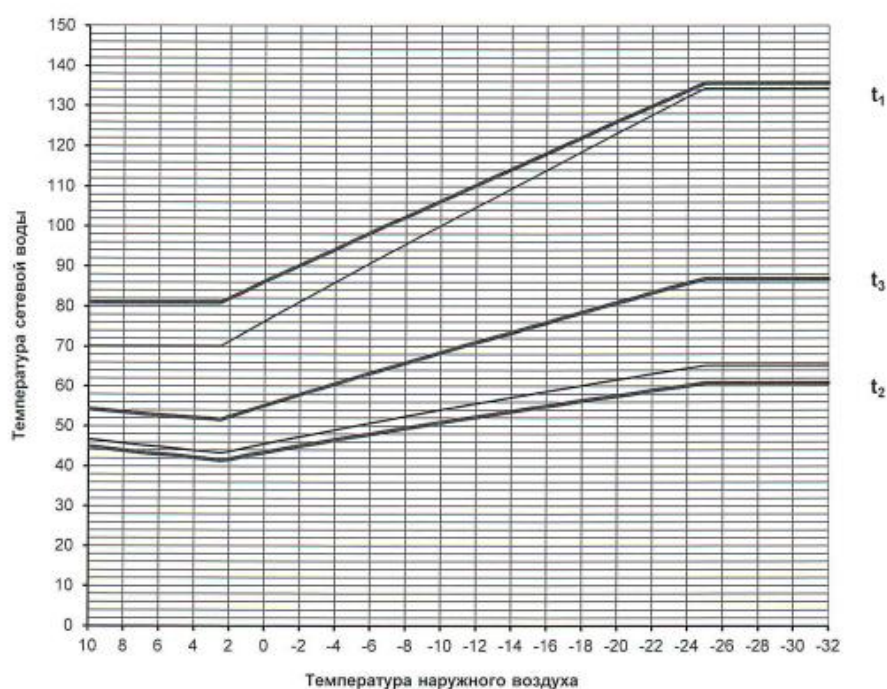
В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплоснабжения на горячее водоснабжение и находится в пределах 45-65°С. Ночное время для филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» с 20:00 до 02:00 часов, для ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) с 18:00 до 00:00 часов.

Руководитель  
Исполнительного комитета  
г. Нижнекамска  
К.Р. Назмиев  
"03" 05 2023 г.

Главный инженер  
филиала АО "Татэнерго"-  
Нижнекамские тепловые сети  
В.П. Чатуров  
"24" 03 2023г.

Заместитель генерального  
директора по технической политике  
главный инженер АО "БК и ЭХ"  
И.И. Зайнуллин  
"14" 04 2023г.

**Температурный график сетевой воды от филиала АО  
"ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)"  
и ООО "Нижнекамская ТЭЦ"  
по тепловодам Город-1, Город-2, М-3, БСИ**



Примечание:

1. При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 70 °С, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину завышения сетевой воды в обратном трубопроводе.
2. Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1м/с скорости ветра более 6 м/с.
3. В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплоснабжения на горячее водоснабжение и находится в пределах 45-65°С.
4. Ночное время для филиала АО "ТГК-16" "Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)" с 20.00 до 02.00 часов, для ООО "Нижнекамской ТЭЦ" с 18.00 до 00.00 часов.

**Рис. 3.5. Температурный график сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ»**

**Табл. 3.6. Температуры сетевой воды от филиала АО «ТГК-16» – «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по тепловодам Город-1, Город-2, М-3, БСИ**

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С		Температура, подающая в системе отопления	Температура в обратном трубопроводе, °С	
	дневное время	ночное время		ночное время	ночное время
10	81	70,1	54,3	44,9	46,7
9	81	70,1	53,9	44,4	46,2
8	81	70,1	53,5	43,9	45,7
7	81	70,1	53,1	43,4	45,2
6	81	70,1	52,7	43	44,8
5	81	70,1	52,4	42,6	44,4
4	81	70,1	52,1	42,1	43,9
3	81	70,1	51,8	41,7	43,5
2,5	81	70,1	51,6	41,4	43,2
2	82	71,3	52,3	41,7	43;6
1	84	73,8	53,7	42,6	44,6
0	86,2	76,3	55,1	43,4	45,5
-1	88,2	78,7	56,5	44,2	46,4
-2	90,2	81,1	57,9	45	47,3
-3	92,2	83,5	59,2	45,7	48,1
-4	94,2	85,9	60,5	46,5	49
-5	96,3	88,3	61,9	47,3	49,9
-6	98,3	90,7	33,2	47,9	50,7
-7	100,4	93,1	64,5	48,7	51,5
-8	102,3	95,4	65,8	49,4	52,4
-9	104,3	97-В	67,1	50,1	53,2
-10	106,3	100,1	68,4	50,8	54
-11	108,3	102,5	69,7	51,6	54,8
-12	110,3	104,8	71	52,2	55,6
-13	112,3	107,1	72,2	52,9	56,3
-14	114,2	109,4	73,4	53,6	57,1
-15	116,2	111,7	74,7	54,3	57,9
-16	118,2	114	75,9	54,9	58,6
-17	120,1	116,3	77,2	55,6	59,4
-18	122,1	118,6	78;4	56,3	60,1
-19	124,1	120,9	79,7	56,9	60,9
-20	126,1	123,2	80,9	57,5	61,6
-21	128	125,4	82	58,1	62,3
-22	129,3	127,7	83,3	58,9	63,1
-23	131,8	129,9	84,5	59,5	63,8
-24	133,8	132,2	85,7	60,1	64,5
-25	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-26	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-27	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-28	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-29	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-30	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-31	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-32	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2



### **3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

Информация о фактических температурных режимах отпуска тепла в тепловые сети и их соответствия утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети отсутствует.

### **3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Особенностью гидравлического режима работы тепловой сети г. Нижнекамска является значительная разность высот между источниками и потребителями - 100 м, статический перепад достигает 120 метров. Это предъявляет особые требования к работе регулирующих устройств, средств защиты от повышенного давления, а также насосного оборудования, которое предназначено для возврата сетевой воды на источники тепловой энергии и установлено на трубопроводах обратной сетевой воды. Насосный парк насчитывает 24 насоса в семи насосных станциях.

На основании сведений о фактических режимах работы тепловых, а также на основании суточных ведомостей параметров тепловой сети была верифицирована электронная модель системы теплоснабжения города Нижнекамска.

На основании верифицированной электронной модели были выполнены теплогидравлические расчеты.

Существующие гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики приведены в Главе 3 Обосновывающих материалов.

### **3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет**

В таблицах ниже представлена динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети».

**Табл. 3.19. Статистика отказов в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
<b>2020 год</b>				
<b>Повреждения в ОЗП</b>				
ТК-7-ТК-8 ул. Сююмбике	02.10.2020	02.10.2020	Повреждение подающего трубопровода	630

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-7-ТК-8 ул. Сююмбике	02.10.2020	02.10.2020	Повреждение обратного трубопровода	630
ТК-96-ТК-95 ул. Ахтубинская	14.10.2020	14.10.2020	повреждение прямого трубопровода	1020
ТК-11 пр. Строителей	24.11.2020	24.11.2020	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-11 пр. Строителей	26.11.2020	26.11.2020	Повреждение подающего трубопровода	630
<b>Повреждения при ГИ</b>				
ТК-2 ул.Корабельная ТК-7 пр.Химиков , подача	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	325
ТК-13-14 пр. Строителей, подача	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-120 пр. Строителей, подача	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	530
ТК-7 пр. Химиков, подача	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	325
ТК-41-42 пр. Вахитова, обратка	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-38-39 пр. Вахитова, подача	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-10-10А ул. Кайманова, обратка	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	530
ТК-9-ТК-10 ул. Сююмбике, обратка	17.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-77 пр. Мира, подача	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-87-88 ул. Б.Урманче, подача	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-7-8 ул. Сююмбике, подача	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-99-ТК-98 ул.50 лет Октября, обратка	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	820
ТК-99-ТК-100 ул.50 лет Октября, подача	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	820
ТК-85-ТК-85а ул.Б. Урманче, обратка	18.08.20	26.08.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-74 -ТК-73 пр.Мира подача	11.07.20	11.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-8-ТК-7 ул. Сююмбике. подача	11.07.20	11.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК 15 ул .Сююмбике, подача.	11.07.20	11.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-10 Сююмбике, подача	12.07.20	12.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-4-ТК4А ул. Сююмбике, подача	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-1 ТК-2 ул.Сююмбике, подача	14.07.20	15.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-12-ТК-11 ул. Сююмбике, подача	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-80-ТК-81 пр.Мира подача	12.07.20	12.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК 15 ул .Сююмбике, обратка	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-12-ТК-13 ул.Сююмбике, подача	12.07.20	12.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-10 Сююмбике, подача	12.07.20	12.07.20	Повреждение подающего трубопровода	57
ТК-91-ПНС-7 ул.Ахтубинская, подача	14.07.20	13.07.20	Повреждение подающего трубопровода	1020
ТК-99-ТК-98 ул.50 лет Октября, обратка	14.07.20	24.07.20	Повреждение подающего трубопровода	820
ТК-87-ТК-88 ул.Б.Урманче, подача	14.07.20	13.07.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-12 ул. Сююмбике подача	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-80-ТК-81 пр.Мира подача	14.07.20	13.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-14 Сююмбике, подача	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-30 ул. Гагарина- ЦТП-19, подача	14.07.20	14.07.20	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-87-ТК-88 ул.Б.Урманче, подача	14.07.20	11.08.20	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-13-ТК-14 ул.Сююмбике, подача	12.08.20	12.08.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-79 ТК-80 пр. Мира, подача	17.07.20	17.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-4-ТК4А ул. Сююмбике, подача	16.07.20	16.07.20	Повреждение подающего трубопровода	630
ТК-34 ул. Гагарина - ЦТП-24. подача	17.07.20	18.07.20	Повреждение подающего трубопровода	219
ТК-33- 34 ул. Гагарина, обратка	20.07.20	20.07.20	Повреждение подающего трубопровода	530
<b>Повреждения в межотопительный сезон</b>				
Павильон задвижек №3	07.04.2020	07.04.2020	Повреждение подающего трубопровода	600
Павильон задвижек №3	07.04.2020	07.04.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
П-обр. компенсатор опора №441-442	08.04.2020	08.04.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
Опора № 714	16.04.2020	16.04.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК4-4А Корабельная	31.05.2020	01.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	250
Тк-127-128 Вокзальная	31.05.2020	03.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	5000
ТК17-18 Юности	31.05.2020	03.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	300
Опора № 581	03.06.2020	03.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК18-19 Юности	03.06.2020	05.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	300
Опора № 280	10.06.2020	10.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
Опора №375	17.06.2020	17.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК-19-19А Тукая	18.06.2020	19.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	300
ТК18-19 Юности	22.06.2020	23.06.2020	Повреждение подающего трубопровода	300

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-35 Гагарина - ЦТП-25	03.07.2020	03.07.2020	Повреждение подающего трубопровода	200
ТК-34 ул. Гагарина – ЦТП-24.	28.07.2020	29.07.2020	Повреждение подающего трубопровода	200
ТК-15 ул. Сююмбике	10.08.2020	13.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	600
ТК-4-4А ул. Сююмбике	10.08.2020	14.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	600
Опора № 105	12.08.2020	14.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	1000
Опора № 290	26.08.2020	27.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК-99 – ТК-100 ул. 50 лет Октября.	27.08.2020	28.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК-99 – ТК-100 ул. 50 лет Октября.	27.08.2020	28.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
Опора №450	27.08.2020	31.08.2020	Повреждение подающего трубопровода	800
Опора №262	27.08.2020	01.09.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК-4 ул. 50 лет Октября	27.08.2020	01.09.2020	Повреждение подающего трубопровода	400
Опора №210	27.08.2020	04.09.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
ТК-41 ТК-42 пр. Вахитова	11.09.2020	14.09.2020	Повреждение подающего трубопровода	700
2021 год				
Повреждения в ОЗП				
Тепловод "Город-1" ТК-6 пр. Строителей, свищ на подающем трубопроводе	01.02.2021	01.02.2021	Повреждение подающего трубопровода	200
Тепловод "Город-1" ТК-11 пр. Строителей, свищ на подающем трубопроводе	04.03.2021	04.03.2021	Повреждение подающего трубопровода	700
Тепловод "Город-1" ТК-4 - ТК-4А ул. Корабельная, свищ на подающем трубопроводе	26.03.2021	26.03.2021	Повреждение подающего трубопровода	250
Тепловод "Город-2" ТК-32 - ЦТП-22 ул. Корабельная, свищ на подающем трубопроводе	31.03.2021	31.03.2021	Повреждение подающего трубопровода	250
Тепловод "М-III" ТК-7 - ТК-8 ул. Сююмбике, свищ на подающем трубопроводе	06.04.2021	06.04.2021	Повреждение подающего трубопровода	600
Тепловод "Город-1" ТК 121-121а пр. Строителей. Свищ на подающем трубопроводе.	28.09.2021	29.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	500
Повреждения при ГИ				
ТК-7А-ТК-7 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-10 пр. Химиков, обратка	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-7А-ТК-7 пр. Строителей, обратка	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-6А-ТК-6 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-3-ТК-4 ул.Корабельная, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-2 - ТК-7 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	219
ПНС-2-ТК-5 пр. Строителей, подача.	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-6А-ТК-6 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-9 пр Строителей.подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-11 пр Строителей.подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	530
ТК-6А-ТК-6 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-2-ТК-3 ул.Корабельная, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-19-ТК19А ул. Тукая.подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-27-ТК-28 ул. Тукая,подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-13-ТК-14 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-15-ТК-12 ул Корабельная. подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	426
ТК-14 пр. Строителей, подача.	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	273
ТК-9-ТК-10 пр. Строителей, подача	18.05.21	26.05.21	Повреждение подающего трубопровода	720
ТК-103 пр. Шинников, подача	18.05.21	18.05.21		426
ТК-43 пр. Вахитова -ТК-2 ул. Менделеева, подача	18.05.21	26.05.21		530
ТК-101 ул. Бызова - ТК-63 ул. Менделеева, подача.	18.05.21	26.05.21		426
ТК-41-42 пр. Вахитова, подача	18.05.21	26.05.21		720
ТК-103 - 104 пр. Шинников, подача	18.05.21	26.05.21		426
ТК-41-42 пр. Вахитова, подача	18.05.21	26.05.21		720
ТК-5 Менделеева	18.05.21	26.05.21		530
ТК-103 - 104 пр. Шинников, подача	18.05.21	26.05.21		426
ТК-63 - ТК-64 Менделеева, подача	18.05.21	26.05.21		720
ТК-57 Вахитова - ТК-58 Шинников, подача	18.05.21	26.05.21		720
Опора № 479, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 490, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 149-150, подача	18.05.21	26.05.20		820
Опора № 771-772, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 774-775, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 776, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 779. подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 696-697, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 530, подача	18.05.21	26.05.20		720

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
Опора № 582, подача	18.05.21	26.05.20		720
ПАВ-3	18.05.21	26.05.20		219
Опора № 326, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 306, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 386, подача	18.05.21	26.05.20		720
ПАВ-3	18.05.21	26.05.20		57
Опора № 257, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 571, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 98, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 114, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 225, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 234, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 116, ПАВ-1	18.05.21	26.05.20		200
Опора № 568, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 236-237, подача	18.05.21	26.05.20		720
Опора № 866, подача БСИ	18.05.21	26.05.20		720
ТК-6 - ТК-6А пр. Строителей, подача	26.08.21	31.08.21		720
ТК-2 - ТК-3 ул. Корабельная, подача	26.08.21	31.08.21		273
ТК-12 - ТК-15 ул. Корабельная, подача	26.08.21	31.08.21		426
ТК-6 - ТК-7 пр. Строителей, подача	28.08.21	31.08.21		720
ТК-120-ТК-6А пр. Строителей, подача	28.08.21	31.08.21		720
ТК-59 - ТК-60 ул. Шинников, обратка.	23.08.21	31.08.21		720
ТК-9 ул. Кайманова, обратка	24.08.2021	31.08.2021		530
ТК-58 пр. Вахитова, подача	24.08.2021	31.08.2021		58
ТК-30 ул. Спортивная - ЦТП-19, подача.	24.08.21	31.08.21		273
ТК-34 ул. Гагарина - ЦТП- 24, подача	24.08.2021	31.08.2021		219
ТК-50 - ТК-51 пр. Вахитова, обратка.	24.08.21	31.08.21		720
ТК-101А - ТК-102А ул. 50 Лет Октября, подача	26.08.21	31.08.21		426
ТК-109-ТК-107 пр Химиков, подача.	25.08.21	31.08.21		426
ТК-12 ул. Сююмбике, подача.	23.08.21	31.08.21		630
ТК-4А ул. Сююмбике, подача	24.08.21	31.08.21		630
ПАВ. №4, НА байпасе задвигжки ЗС10-4, обратка	24.08.21	31.08.21		108
ТК-7 ТК-8 ул. Сююмбике, подача	24.08.21	31.08.21		630
ТК-20-ТК-70 ул Сююмбике, подача.	25.08.21	31.08.21		630
ТК-7 ТК-8 ул. Сююмбике, подача	26.08.21	31.08.21		630
ТК-11 ТК-12 ул. Сююмбике, подача	26.08.21	31.08.21		630
ТК-10 ТК-10А ул. Сююмбике, подача	26.08.21	31.08.21		630

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-10 ТК-10А ул. Сююмбике, подача	26.08.21	31.08.21		630
ТК-94- ТК-95 ул. Ахтубинская, подача	26.08.21	31.08.21		1020
Свищ на подающем трубопроводе оп. №772	26.08.21	31.08.21		720
ТК-88 - 89 ул. Баки Урманче, подача	12.07.21	19.07.21		700
ТК-7-8 ул. Сююмбике, подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-4А Сююмбике, подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-13 - ТК-14 Сююмбике, обратка	12.07.21	19.07.21		600
ТК-7-ТК-6 ул Сююмбике. подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-7-ТК-8 ул Сююмбике.подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-4А ул. Сююмбике, подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-12 ул. Сююмбике.подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-88-ТК-89 ул Б. Урманче.подача	12.07.21	19.07.21		700
ТК-106 - ТК-107 пр. Химиков, подача	12.07.21	19.07.21		400
ЦТП-19 , подача.	12.07.21	19.07.21		200
ТК-101А - ТК-102А ул. 50 лет Октября, подача.	12.07.21	19.07.21		400
ТК-15 - ТК-16 ул. Сююмбике, подача.	12.07.21	19.07.21		600
ПАВ-5 в сторону пр Мира.подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-88-ТК-87 ул Б Урманче.обратка	12.07.21	19.07.21		700
ТК-86 ул.Б.Урманче .обратка	12.07.21	19.07.21		700
ТК-98 - ТК-99 ул. 50 лет Октября, подача	12.07.21	19.07.21		800
ТК-99 - ТК-100 ул. 50 лет Октября, обратка	12.07.21	19.07.21		800
ТК-7-ТК-8 ул Сююмбике.подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-81-ТК-82 пр. Мира, подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-89-ТК-90 ул. Б.Урманче, подача	12.07.21	19.07.21		700
ТК-7-ТК-8 ул Сююмбике.подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-81-ТК-82 пр. Мира, подача	12.07.21	19.07.21		600
ТК-9 ул. Сююмбике, подача	12.07.21	19.07.21		600
Опора 224, подача	21.07.21	17.08.21		1000
Опора 638, подача	21.07.21	17.08.21		1000
Повреждения в межотопительный сезон				
Тепловод "Город-2" ТК-6 - ТК-6А ул. Строителей,	15.05.2021	15.05.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду700

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
порыв на подающем трубопроводе				
Тепловод "Город-1" ТК 12-15 ул. Корабельная, свищ на подающем трубопроводе	23.06.2021	23.06.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Тепловод "Город-1" ТК 12-15 ул. Корабельная, свищ на обратном трубопроводе	23.06.2021	23.06.2021	Повреждение обратного трубопровода	Ду400
Тепловод "Город-1" ТК 17-18 ул. Юности., свищ на обратном трубопроводе.	24.06.2021	24.06.2021	Повреждение обратного трубопровода	Ду300
Тепловод "Город-1" от ТК-4 в сторону ТК-4а ул. Корабельная, свищ на подающем трубопроводе	25.06.2021	28.06.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду250
Тепловод "Город-2" оп. 211 свищ на подающем трубопроводе	29.06.2021	29.06.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Тепловод "Город-2" от ТК-43 ул. Вахитова в сторону ТК-2 ул. Вахитова, свищ на подающем трубопроводе	30.06.2021	30.06.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду500
Тепловод "Город-2" ТК 51-52 пр. Вахитова. Свищ на обратном трубопроводе.	06.07.2021	06.07.2021	Повреждение обратного трубопровода	Ду700
Тепловод "М-3" ТК 81-82 пр. Мира. Порыв на подающем трубопроводе.	21.07.2021	23.07.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
Тепловод "М-3" ТК 20-70 ул.Сююмбике. Свищ на подающем трубопроводе.	22.07.2021	29.07.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
Тепловод "Город-1" ТК 16-17 ул. Юности. Свищ на подающем трубопроводе.	23.07.2021	02.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду300
Тепловод "Город-1" ТК 4-4А ул. Корабельная. Свищ на подающем трубопроводе.	23.07.2021	02.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду250
Тепловод "М-3" ТК 101А-102А ул.50 лет октября. Свищ на подающем трубопроводе.	04.08.2021	06.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Тепловод "М-3" ТК 12 ул.Сююмбике. Свищ на подающем трубопроводе.	12.08.2021	13.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
Тепловод "М-3" ТК 95-ТК 96 ул.Ахтубинская. Свищ на подающем трубопроводе.	16.08.2021	20.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду1000
Тепловод "М-3" ТК 81-ТК 82 пр.Мира. Свищ на подающем трубопроводе.	16.08.2021	20.08.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600



Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
Тепловод "Город-1" ТК 2 - ТК 3 ул. Корабельная. Свищ на подающем трубопроводе	06.09.2021	06.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду 300
Тепловод "М-3" ТК 7 - ТК 8 ул. Сююмбике. Свищ на подающем трубопроводе.	08.09.2021	08.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
Тепловод "М-3" ТК 4А ул. Сююмбике. Свищ на подающем трубопроводе.	08.09.2021	08.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
Тепловод "Город-2" оп. 241. Свищ на подающем трубопроводе.	10.09.2021	10.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Тепловод "М-3" ТК 5-6 ул. Сююмбике. Свищ на подающем трубопроводе.	10.09.2021	10.09.2021	Повреждение подающего трубопровода	Ду600
2022г.				
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-30 до ЦТП-19 Тепловода Город-2, ул. Спортивная.	25.02.2022	25.02.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду250
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-13 до ТК-14 Тепловода Город-1, ул. Строителей.	21.03.2022	22.03.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду250
Повреждение на подающем трубопроводе на участке оп. 74-75 Тепловода БСИ.	06.04.2022	06.04.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе на участке оп. 739-740 Тепловода БСИ.	11.04.2022	11.04.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-59 до ТК-60 Тепловода Город-2, ул. Шинников.	05.05.2022	05.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-40 до ТК-50 Тепловода Город-2, ул. Вахитова.	12.05.2022	12.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-2 до ТК-3 Тепловода Город-2, ул. Вахитова.	12.05.2022	13.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду500
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-100а до ТК-101а Тепловода М-3, ул. 50 лет октября.	14.05.2022	14.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Повреждение на подающем трубопроводе в	29.05.2022	29.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду500

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
ТК-22 Т/В Город-1, ул. Школьный бульвар.				
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-2 и ТК-3 Т/В Город-1, ул. Корабельная.	30.05.2022	30.05.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду250
Повреждение на подающем трубопроводе опора 347, Т/В Город-1	14.06.2022	14.06.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на обратном трубопроводе Город-2 на участке от ТК-63 до ТК-101 ул. Бызова	19.06.2022	21.06.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду 400
Повреждение на обратном трубопроводе Город-2 на участке от ТК-59 до ТК-60 ул. Шинников	19.06.2022	22.06.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду 700
Повреждение на компенсаторе подающего трубопровода Город-1, опора 291	28.06.2022	28.06.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе Город-2 в ТК-101а ул. 50 лет Октября	29.06.2022	29.06.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Повреждение на компенсаторе подающего трубопровода Город-2 в ТК-103а ул. 50 лет Октября	29.06.2022	29.06.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Повреждение на подающем трубопроводе Город-1 в маш. зале ПНС-1 между П-1 и П-2	08.07.2022	08.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду 700
Повреждение на подающем трубопроводе на участке от ТК-100а до ТК-101а Тепловда Город-2, ул. 50 лет октября.	08.07.2022	08.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду400
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-24 и ТК-23а Город-1 ул. Юности.	11.07.2022	11.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду250
Повреждение на подающем компенсаторе в ТК6 ул. Менделеева Тепловда Город-2.	12.07.2022	12.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду500
Повреждение в верхней части подающего трубопровода между оп. 233-232 Тепловда Город 2.	13.07.2022	13.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение в нижней части подающего трубопровода между ТК-8 и ТК-9 ул. Строителей тепловда Город-1	16.07.2022	16.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение в нижней части подающего	17.07.2022	20.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
трубопровода на опоре 112 Тепловода Город-1				
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-89 и ТК-90 Тепловода М-3 ул. Б. Урманче	29.07.2022	29.07.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подводящем трубопроводе между ТК-6 и ТК-7 Тепловода Город-1 ул. Строителей	09.08.2022	09.08.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на обратном трубопроводе Между ТК-9 и ТК-9а Тепловода М-3 ул. Сююмбике	16.08.2022	16.08.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду-600
Повреждение на подающем и обратном трубопроводе Между ТК-9 и ТК-9а Тепловода М-3 ул. Сююмбике	16.08.2022	16.08.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду-600
Повреждение на подающем и обратном трубопроводе в ТК-4а Тепловода М-3 ул. Сююмбике	16.08.2022	17.08.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду-600
Повреждение на обратном трубопроводе в ТК-7 Тепловода М-3 ул. Сююмбике	18.08.2022	25.08.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду-600
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-95 и ТК-96 Тепловода М-3 ул. Ахтубинской	02.09.2022	22.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду-1000
Повреждение на подающем трубопроводе Т/В Город-1 между Оп.711 до ПНС-2	06.09.2022	06.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на обратном Т/В Город-2 трубопроводе между ТК-10 ТК-10а ул. Кайманова	06.09.2022	06.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду500
Шинников ТК-59 ТК-60 Т/В Город-2	09.09.2022	09.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Свищ на обратном трубопроводе на опоре 241 т/в Город-2	13.09.2022	13.09.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду700
Свищ на обратном трубопроводе на опоре 264 т/в Город-2	13.09.2022	13.09.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду700
Свищ на подающем трубопроводе на опоре 252 т/в Город-2	13.09.2022	13.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Свищ на подающем трубопроводе на опоре 212 т/в Город-2	13.09.2022	13.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700

Наименование поврежденного участка	Дата отказа	Дата устранения повреждения	Причина отказа	Диаметр трубопровода, мм
Свищ на подающем трубопроводе на опоре 212 т/в Город-2	13.09.2022	13.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Свищ на подающем трубопроводе на опоре 751 т/в Город-1	14.09.2022	14.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Свищ на подающем трубопроводе на опоре 685 т/в Город-1	14.09.2022	14.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду700
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-28 ул. Тукая и ЦТП-11	14.09.2022	14.09.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду200
Повреждение на обратном трубопроводе между ТК-96 и ТК-97 Тепловода М-3 ул. Ахтубинской	19.09.2022	22.09.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду-1000
Повреждение на обратном трубопроводе между ТК-130 и трампарком ул. Вокзальная	19.10.2022	19.10.2022	Повреждение обратного трубопровода	Ду-130
Повреждение на подающем трубопроводе в ТК-12 ул. Сююмбике	20.10.2022	20.10.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду-600
Повреждение на подающем трубопроводе между ТК-1 и ТК-2 ул. Корабельная	29.12.2022	29.12.2022	Повреждение подающего трубопровода	Ду-300

**Табл. 3.7 Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год
2020	0,03	5,3	0,55
2021	0,03	3,9	0,7
2022	0,03	3,2	0,58
2023	0,07	3,2	0,75
2024	0,07	6,1	0,40

### **3.10 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети приведены в таблицах ниже.

**Табл. 3.22. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго», тыс. Гкал**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	182,905	0	182,905	192,5	10,6
2021	178,261	0	178,261	206,1	10,6
2022	174,592	0	174,592	170,4	9,2
2023	171,061	0	171,061	169,31	9,3
2024	170,441	0	170,441	308,2	16,7

**Табл. 3.23. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс.Гкал**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	89,26	0	89,26	69,6	9,2
2021	85,94	0	85,94	107,8	11,2
2022	87,35	0	87,35	89,2	9,26
2023	69,29	0	69,29	88,56	9,2
2024	89,92	0	89,92	134,9	15,43

**Табл. 3.8. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамские тепловые сети в зоне действия источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», тыс. Гкал**

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	135,68	0	135,68	122,9	11,6
2021	124,06	0	124,06	98,3	9,9
2022	126,1	0	126,10	81,3	8,19
2023	100,02	0	100,02	80,75	8,13
2024	80,526	0	80,53	173,3	17,83

### **3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сетей вышеперечисленных организаций отсутствуют.

### **3.12 Типы присоединений теплopotребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

Теплоснабжение города Нижнекамска осуществляется от двух источников:

- Филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»;
- ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).

Теплоносителем является сетевая вода с максимальной температурой 150°/70°С. Система теплоснабжения принята закрытая, сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, из сети не отбирается.

Схема присоединения местных систем отопления по признаку гидравлической связи с тепловыми сетями в основном зависимая, по независимой схеме присоединены здания, имеющие этажность 12 и выше, так же ЦТП расположенные в точке завышенного или заниженного давления тепловой сети – ЦТП – 37, 40, 41, 42, 51, 62, п. Красный ключ, с. Б. Афанасово, п. Строителей и др.

По способу регулирования отпуска тепловой энергии от источников принят качественный метод регулирования температуры теплоносителя, т.е. температура теплоносителя изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, а расход теплоносителя в системе потребления остается постоянным.

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

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» потребителям, представлены в таблицах ниже.

Приборы учета установлены на всех ЦТП, ИТП, на теплотрассах БСИ-1, села Большое Афанасово, поселка Строителей, в тепловых камерах УТ-10 проспект Мира и ТК-135Б ул.Корабельная - ул.Юности.

Приборы учета на границах балансовой принадлежности теплогенерирующих объектов представлены в п. 2.9.

**Табл. 3.9. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» потребителям**

№ п/п	Место установки прибора учета	Измеряемый энергоресурс (вода, тепловая энергия)	Учет: коммерческий/технический	Тип прибора учета (марка)	Год установк и прибора учета	Класс точности прибора учета
1	ЦТП-1	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	1
2	ЦТП-2	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	С
3	ЦТП-4	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2017	В
4	ЦТП-5	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2017	В
5	ЦТП-6	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	С
6	ЦТП-7	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 80/80	2020	В
7	ЦТП-8	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 80/80	2020	1
8	ЦТП-9	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	1
9	ЦТП-10	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	1
10	ЦТП-11	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
11	ЦТП-12	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
12	ЦТП-13	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2018	В
13	ЦТП-14	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	С
14	ЦТП-15	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	4
15	ЦТП-16	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	4
16	ЦТП-17	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2021	С
17	ЦТП-18	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2021	С
18	ЦТП-19	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	4
19	ЦТП-20	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 80/80	2020	В
20	ЦТП-21	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2017	1
21	ЦТП-22	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1
22	ЦТП-23	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1



<b>№ п/п</b>	<b>Место установки прибора учета</b>	<b>Измеряемый энергоресурс (вода, тепловая энергия)</b>	<b>Учет: коммерческий/ технический</b>	<b>Тип прибора учета (марка)</b>	<b>Год установк и прибора учета</b>	<b>Класс точности прибора учета</b>
23	ЦТП-24	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2017	1
24	ЦТП-25	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	С
25	ЦТП-26	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	С
26	ЦТП-27	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2018	1
27	ЦТП-28	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2018	В
28	ЦТП-29	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2017	1
29	ЦТП-30	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	1
30	ЦТП-31	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	С
31	ЦТП-32	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2021	В
32	ЦТП-33	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	С
33	ЦТП-34	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2018	1
34	ЦТП-35	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	С
35	ЦТП-36	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	С
36	ЦТП-37	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
37	ЦТП-38	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	В
38	ЦТП-39	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1
39	ЦТП-40	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	В
40	ЦТП-41	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	В
41	ЦТП-42	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
42	ЦТП-43	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2021	В
43	ЦТП-44	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	С
44	ЦТП-45	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2021	1
45	ЦТП-46	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	4
46	ЦТП-47	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	В
47	ЦТП-48	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
48	ЦТП-49	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	1
49	ЦТП-50	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1
50	ЦТП-51	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 80/80	2020	С
51	ЦТП-52	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	В
52	ЦТП-53	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2018	В
53	ЦТП-54	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1
54	ЦТП-55	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	В
55	ЦТП-56	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	С
56	ЦТП-57	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	С
57	ЦТП-58	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	4
58	ЦТП-59	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2018	В
59	ЦТП-60	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	1
60	ЦТП-61	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 80/80	2020	В
61	ЦТП-62	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2019	В
62	ЦТП-63	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2019	С

№ п/п	Место установки прибора учета	Измеряемый энергоресурс (вода, тепловая энергия)	Учет: коммерческий/ технический	Тип прибора учета (марка)	Год установк и прибора учета	Класс точности прибора учета
63	ЦТП-64	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 150/150	2020	В
64	ЦТП-65	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
65	ЦТП-66	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	1
66	ЦТП-67	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 150/150	2017	В
67	ЦТП-68	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	В
68	ЦТП-69	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
69	ЦТП-70	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2018	1
70	ЦТП-71	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2017	В
71	ЦТП-72	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2018	1
72	ЦТП-73	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
73	ЦТП-74	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2017	В
74	ЦТП-75	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 150/150	2020	В
75	ЦТП-76	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 100/100	2017	В
76	ЦТП-77	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
77	ЦТП-78	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
78	ЦТП-79	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	1
79	ЦТП-80	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
80	ЦТП-81	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	1
81	ЦТП-82	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2017	1
82	ЦТП-83	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
83	ЦТП-84	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2017	1
84	ЦТП-85	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	1
85	ЦТП-86	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
86	ЦТП-87	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
87	ЦТП-88	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
88	ЦТП-89	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 100/100	2020	1
89	ЦТП-90	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
90	ЦТП-91	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-104 150/150	2018	В
91	ЦТП-92	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
92	ЦТП Афанасово	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2020	В
93	ЦТП Кр.Ключ	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
94	ЦТП БСИ	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 150/150	2019	1
95	ЦТП База	тепловая энергия	коммерческий	ТЭМ-106 80/80	2020	С
	УТ-2	тепловая энергия	коммерческий	Взлет ТСРВ-024М	2012	1

**Табл. 3.10. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» потребителям**

№ п/п	Место установки прибора учета	Измеряемый энергоресурс (вода, тепловая энергия)	Наименование источника тепловой энергии	Учет: коммерческий/технический	Тип прибора учета (марка)	Год установки прибора учета
1	ТК-135Б ул.Корабельная	тепловая энергия	АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	коммерческий	Взлет ТСРВ-023	2008
2	Производственная база филиала АО «Татэнерго»- НкТС ул.Ахтубинская, 16	тепловая энергия	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	коммерческий	Взлет ТСРВ-024М	2005

### **3.14 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

В настоящее время в эксплуатации филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» (согласно постановлению №191 от 21.11.2017г. Исполнительного комитета г.Нижнекамска Республики Татарстан) находится 0,252 км бесхозяйных сетей в однострубно́м исчислении.

Перечень бесхозяйных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети», представлен в **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

**Табл. 3.11. Перечень бесхозяйных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиал АО «Татэнерго» Нижнекамские тепловые сети**

№ п/п	Адрес	Характеристики тепловой сети		Год ввода в эксплуатацию
		диаметр	протяженность, в однострубно м	
1	ТК-130 - ГУП «ГЭТ», бесхозяйные сети	133	252,4	1997

## 4 Зоны действия источников тепловой энергии

В городе Нижнекамске действуют два централизованных источника теплоснабжения, обеспечивающих потребность в горячей воде и паре населения и промышленных предприятий - филиал АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2).

Существующие зоны действия централизованных источников тепловой энергии города Нижнекамска приведены на Рис.4.1.

Теплоснабжения потребителей города и промзоны БСИ осуществляется от филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по тепловодам 1, 2 и 4 («Город-1», «Город-2» и «БСИ», соответственно). Теплоснабжения промышленных потребителей осуществляется с коллекторов станции по отдельным трубопроводам.

Теплоснабжения города от ООО «Нижнекамской ТЭЦ» – ПТК-2 осуществляется по Тепловоду-3 («М-3»). Промышленные потребители также получают тепловую энергию непосредственно с коллекторов станции в виде пара по отдельным паропроводам.

Теплоснабжение города Нижнекамск и промзоны БСИ от филиала АО «ТГК – 16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» осуществляется по трем тепловодам: «Город-1», «Город-2», «БСИ».

Зоны действия филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» охватывают следующую часть территории города, а именно:

- кварталы: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 (частично), 9, Е, Б, СО, СУЗ (частично), ГО;
- микрорайоны: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13а, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20 (частично), 21, 35, 35а, 36, 36а, 37;
- п. Красный Ключ;
- промбаза;
- БСИ.

Теплоснабжение города Нижнекамск от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» осуществляется по тепловоду ТВ-3 (Город-3). В зоны действия ООО «Нижнекамской ТЭЦ» входят:

- кварталы: 8 (частично), 9, 9а, Б, СУЗ (частично);
- микрорайоны: 20 (частично), 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 29а, 29б, 30, 31, 34, 44, 45, 47, 49;
- п. Строителей ( $\Sigma Q = 0,546729$  Гкал/час);

- с. Б.Афанасово ( $\Sigma Q = 5,609362$  Гкал/час).

Обе ТЭЦ обеспечивают теплоснабжения промышленных потребителей промышленных площадок города (в большей части ТЭЦ ПТК-1), кроме того, между тепловодами ТЭЦ существуют поперечные связи, позволяющие изменять зоны действия источников в зависимости от необходимости (ремонт, реконструкция).

Магистральные тепловые сети между ПТК-1, ПТК-2 и городом проложены в надземном исполнении на низкой эстакаде за городом. По территории города трубопроводы проходят в подземных непроходных каналах, которые располагаются вдоль магистральных улиц города.

От магистральных тепловых сетей идут ответвления к ЦТП, в которых осуществляется подготовка горячей воды и распределение внутриквартального теплоснабжения, осуществляется контроль, регулирование параметров теплоносителя, учет тепловой энергии распределения тепла между потребителями. Система теплоснабжения закрытая.

Производственные котельные города действуют только в рамках собственных площадок и производств.





## **5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

### **5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2020-2024 г.г. представлена в Табл. 5.1. Договорные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии ЕТО № 1 АО «Татэнерго» в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска за 2024 год приведены в Табл. 5.2. За расчетные элементы территориального деления приняты кадастровые кварталы.



**Табл. 5.1. Динамика договорных тепловых нагрузок конечных потребителей тепловой энергии г. Нижнекамска в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2020-2024 г.г., Гкал/ч**

Период	Договорные тепловые нагрузки, Гкал/ч									Всего суммарная нагрузка
	население			бюджет			прочие			
	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарное потребление	отопление и вентиляция	горячее водоснабжение	суммарная нагрузка	
2020	383,12	295,49	678,61	65,14	24,829	89,969	102,314	18,371	120,685	889,264
2021	386,184	301,649	687,833	64,464	24,841	89,305	105,346	16,373	121,719	898,857
2022	389,96	304,78	694,743	54,028	22,596	76,625	96,668	18,17	114,835	886,203
2023	362,48	303,783	666,264	56,739	23,694	80,433	83,934	17,908	101,842	848,539
2024	364,594	303,783	668,377	55,41	23,694	79,104	86,868	18,62	105,488	852,969

## **5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

### **5.2.1 Метод расчета фактических нагрузок по данным приборов коммерческого учета тепловой энергии, установленных на объектах теплопотребления**

Расчетные нагрузки систем отопления и горячего водоснабжения по данным приборов коммерческого учета тепловой энергии, установленных на объектах теплопотребления, определяются в соответствии с методом, изложенным в Приказе Министерства регионального развития РФ от 28.12.2009 г. № 610 «Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок». В соответствии с требованиями п. 11.3 Приказа Минрегиона России от 28.12.2009 г. № 610, тепловые нагрузки устанавливаются на основании узлов учета тепловой энергии, введенных в эксплуатацию в качестве коммерческих. Узлы учета тепловой энергии, по показаниям которых устанавливается тепловая нагрузка объекта теплопотребления, должны соответствовать требованиям законодательства. Сущность метода заключается в том, что тепловую нагрузку систем отопления объекта теплопотребления устанавливают по данным узлов учета тепловой энергии путем перерасчета (приведения) теплопотребления к проектным условиям. С целью определения тепловой нагрузки водяной системы отопления объекта теплопотребления к рассмотрению принимаются данные узлов учета тепловой энергии, установленных у потребителя на вводе/вводах в систему отопления.

При этом данные с узлов учёта тепловой энергии должны включать:

- время работы узлов учёта;
- количество тепловой энергии, направленной в теплопотребляющую установку объекта теплопотребления за каждые сутки рассматриваемого периода;
- массу (объём) теплоносителя, полученного по подающему трубопроводу и возвращённого по обратному трубопроводу за каждые сутки рассматриваемого периода;

- среднесуточную температуру теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах;

- среднюю температуру наружного воздуха (устанавливается по данным метеорологических наблюдений ближайшей к объекту теплоснабжения метеорологической станции территориального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по оказанию государственных услуг в области гидрометеорологии).

*Методика расчета тепловой нагрузки системы отопления объекта теплоснабжения*

Данные о количестве тепловой энергии, направленной в теплоснабжающую установку объекта теплоснабжения за каждый час периода, установленного в Правилах установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок, в целях установления тепловой нагрузки, определяются как среднеарифметическое значение за  $j$ -е сутки теплоснабжения в соответствии с формулой:

$$Q_{o,j}^{\text{ч}} = \frac{Q_{o,j}^{\text{сут}}}{N_j}, \quad (5.1)$$

где  $Q_{o,j}^{\text{сут}}$  – количество тепловой энергии, потреблённое за  $j$ -е сутки на цели отопления, Гкал/сутки;

$N_j$  – число часов в сутках (если прибор функционировал исправно в течение этих суток) либо число часов исправной работы прибора учёта за  $j$ -е сутки.

Обработанные данные отображают в прямоугольной системе координат:

– по оси абсцисс откладывается средняя за сутки температура наружного воздуха,  $t_{\text{нар}}^{\text{ср}}$ , °С;

– по оси ординат – среднее за сутки часовое потребление тепловой энергии на цели отопления  $Q_o^{\text{ч}}$ , Гкал/ч.

По отображённым данным находится приближённая функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближённую к точкам данных с узлов учёта тепловой энергии) в виде:

$$\bar{Q}_0^{\text{ч}} = b_0 + b_1 \times t_{\text{нар}} Q_0^{\text{ч}} = b_0 + b_1 \times t_{\text{нар}}, \quad (5.2)$$

где  $b_0$  – сдвиг линейной функции относительно начала координат;

$b_1$  – наклон прямой.

Тепловую нагрузку водяной системы отопления объекта теплopotребления вычисляют при подстановке в уравнение (5.2) значения  $t_{\text{нар}} = t_{\text{нар.р.}} t_{\text{нар}} = t_0^{\text{нар.р.}}$ , принимаемого равным значению расчётной температуры наружного воздуха, применяемой для проектирования систем отопления в климатической зоне, где расположен объект теплopotребления (для климатических условий города Нижнекамска:  $t_{\text{нар.р.}} t_0^{\text{нар.р.}} = -32 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

*Методика расчета тепловой нагрузки системы горячего водоснабжения объекта теплopotребления*

Сущность метода заключается в том, что по данным узлов учета тепловой энергии на цели горячего водоснабжения устанавливают тепловую нагрузку систем горячего водоснабжения объекта теплopotребления путем непосредственной обработки данных с узла учета. Данные о количестве тепловой энергии, направленной в теплopotребляющую установку объекта теплopotребления за каждый час периода, установленного Правилами Приказа № 610, в целях установления тепловой нагрузки определяются как среднеарифметическое значение за  $j$ -тые сутки количества тепла на цели горячего водоснабжения в соответствии с формулой:

$$Q_{\text{ГВС.}j}^{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{ГВС.}j}^{\text{сут}}}{N_j}, \quad (5.3)$$

где  $Q_{\text{ГВС.}j}^{\text{сут}}$  – количество тепловой энергии, потреблённое за  $j$ -е сутки на цели ГВС, Гкал/сутки;

$N_j$  – число часов в сутках (если прибор функционировал исправно в течение этих суток) либо число часов исправной работы прибора учёта за  $j$ -е сутки.

**5.2.2 Метод расчета фактических нагрузок в расчетных элементах территориального деления на основании данных отпуска тепловой энергии с коллекторов источников**

На основании положения п.114 Постановления Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. N 1034 определение количества поставленной (полученной) тепловой энергии, теплоносителя в целях коммерческого учета тепловой энергии (в том числе расчетным путем) производится в соответствии с методикой осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденной Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17 марта 2014 г. N 99/пр.

В соответствии с требованиями раздела III Приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 17 марта 2014 г. N 99/пр количество тепловой энергии ( $Q_{И}$ , Гкал), отпущенное источником тепловой энергии по каждому выводу тепловой сети, рассчитывается по одной из следующих формул:

а) при использовании расходомеров на подающем трубопроводе:

$$Q_{И} = \left[ \int_{t_0}^{t_i} M_1 \cdot (h_1 - h_2) \cdot dt + \int_{t_0}^{t_i} M_{П} (h_2 - h_{ХВ}) \cdot dt \right] \cdot 10^{-3}, \quad (5.4)$$

где  $t_0$  – время начала отчётного периода;

$t_i$  – время окончания отчётного периода;

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

$h_1$  – удельная энтальпия теплоносителя в подающем трубопроводе, ккал/кг;

$h_2$  – удельная энтальпия теплоносителя в обратном трубопроводе, ккал/кг;

$M_{П}$  – масса теплоносителя, израсходованного на подпитку системы теплоснабжения, на определённый вывод тепловой сети, т;

$h_{ХВ}$  – удельная энтальпия холодной воды, используемой для подпитки на вводе источника тепловой энергии, ккал/кг;

б) при использовании расходомеров на обратном трубопроводе:

$$Q_{И} = \left[ \int_{t_0}^{t_i} M_2 \cdot (h_1 - h_2) \cdot dt + \int_{t_0}^{t_i} M_{П} (h_2 - h_{ХВ}) \cdot dt \right] \cdot 10^{-3}, \quad (5.5)$$

где  $t_0$ ,  $t_i$ ,  $h_1$ ,  $h_2$ ,  $M_{П}$ ,  $h_{ХВ}$  – то же, что и в формуле (4);

$M_2$  – масса теплоносителя, возвращённого на источник тепловой энергии по обратному трубопроводу, т.

Количество тепловой энергии, отпущенное источником тепловой энергии для систем теплоснабжения с непосредственным водоразбором из тепловой сети, рассчитывается по формуле:

$$Q_{И} = \left[ \int_{t_0}^{t_i} M_1 \cdot (h_1 - h_{XB}) \cdot dt - \int_{t_0}^{t_i} M_2 (h_2 - h_{XB}) \cdot dt \right] \cdot 10^{-3}, \quad (5.6)$$

где  $t_0, t_i, h_1, h_2, M_1, M_2, h_{XB}$  – то же, что и в формуле (4);

$M_2$  – то же, что и в формуле (5).

Величина отпуска тепловой энергии, расходуемой на подпитку ГВС ( $Q^{ГВС}_{И}$ , Гкал), рассчитывается по формуле:

$$Q^{ГВС}_{И} = M^{max}_{П} \cdot (h_{ГВ} - h_{XB}) \cdot 10^{-3} Q^{ГВС}_{И} = M^{max}_{П} \cdot (h_{ГВ} - h_{XB}) \cdot 10^{-3}, \quad (5.7)$$

где  $M^{max}_{П}$  – масса теплоносителя, израсходованного на подпитку системы теплоснабжения, на определённый вывод тепловой сети в сутки максимального расхода теплоносителя на подпитку системы теплоснабжения, т/сутки;

$h_{ГВ}$  – удельная энтальпия горячей воды, ккал/кг;

$h_{XB}$  – то же, что и в формуле (5.4), ккал/кг.

Величина отпуска тепловой энергии, расходуемой на отопление и вентиляцию, ( $Q^{ОВ}_{И}$ , Гкал), рассчитывается по формуле:

$$Q^{ОВ}_{И} = Q_{И} - Q^{ГВС}_{И}, \quad (5.8)$$

Если за рассматриваемый отопительный период были зарегистрированы расчётные температуры наружного воздуха, принимаемые для проектирования систем отопления и вентиляции, тогда фактическая нагрузка рассматриваемого вывода источника тепловой энергии  $Q^{\phi}_{И}$ , Гкал/ч, рассчитывается по формуле:

$$Q^{\phi}_{И} = Q^{сут}_{И} / 24, \quad (5.9)$$

где  $Q^{сут}_{И}$  – количество тепловой энергии, Гкал/сут, отпущенное источником тепловой энергии по данному выводу тепловой сети, рассчитанное по показаниям приборов учёта тепловой энергии за сутки со среднесуточной температурой наружного воздуха (для Нижнекамска  $-32^{\circ}\text{C}$ ).

Для повышения достоверности результатов расчета из рассмотрения отбрасываются следующие диапазоны температур наружного воздуха:

- с наружными температурами ниже минус 12 °С (в этом диапазоне из-за наличия верхней срезки температурного графика при пересчете получаются заниженные значения расчетной нагрузки отопления и вентиляции);

- с наружными температурами выше плюс 3 °С (в этом диапазоне, попадающем в зону нижнего излома температурного графика, пересчет дает завышенные значения расчетной нагрузки отопления и вентиляции).

Указанные выше диапазоны устанавливаются отдельно для каждого источника тепловой энергии на основании анализа обрабатываемых данных.

Полученные данные аппроксимируются прямой линией методом наименьших квадратов:

$$Q_u = b_0 + b_1 \times t_{\text{нар}}, \quad (5.10)$$

где  $t_{\text{нар}}$  – температура наружного воздуха;

$b_0$ ,  $b_1$  – коэффициенты линейной регрессии.

Фактическая тепловая нагрузка рассматриваемого источника тепловой энергии определяется при подстановке в уравнение (5.10) значения  $t_{\text{нар}}$ , принимаемого равным значению расчетной температуры наружного воздуха, применяемой для проектирования систем отопления в климатической зоне, где расположен объект теплopotребления (для климатических условий Нижнекамска - 32 °С).

Представленный выше метод расчета используется в том случае, если коэффициент детерминации аппроксимирующей линии  $R^2 \geq 0,7$ .

### **5.3 Определение расчетных нагрузок потребителей тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

В связи с отсутствием детальной информации по фактическому отпуску тепловой энергии потребителям в 2024 году определение расчетных тепловых нагрузок не проводилось. В соответствии с пунктом 28 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, расчетные тепловые нагрузки при отсутствии данных приборов

учета принимаются равными договорным тепловым нагрузкам.

#### **5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за отопительный период и за год в целом и в расчетных элементах территориального деления г. Нижнекамска приведены в таблицах ниже.



Табл. 5.2 Потребление тепловой энергии потребителями систем теплоснабжения в г. Нижнекамске в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго» за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал									Всего сумм. потр.
	население			бюджет			прочие			
	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	суммарное потребление	
АО Татэнерго	770,453	90,837	861,290	129,697	8,825	138,522	107,070	248,543	355,612	1355,425

Табл. 5.3 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО № 1 АО «Татэнерго»за отопительный период и за год в целом, тыс. Гкал

№ п/п	Адрес или наименование источника тепловой энергии	2019					2020					2021				
		Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год	Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год	Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год
		Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма		
1	ТГК-16 НкТЭЦ (ПТК-1)	639,131	126,12	765,251	56,738	821,989	703,174	117,021	820,196	46,974	867,169	662,887	122,22	785,107	44,964	830,071
2	ООО НкТЭЦ (ПТК-2)	395,345	114,66	510,005	50,214	560,218	447,597	137,196	584,793	54,325	639,119	418,244	141,531	559,775	52,001	611,777
	ИТОГО по ЕТО	1034,476	240,78	1275,256	106,952	1382,208	1150,771	254,218	1404,989	101,299	1506,288	1081,131	263,751	1344,883	96,965	1441,848

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Адрес или наименование источника тепловой энергии	2022					2023				
		Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год	Отопительный период			Неотопительный период	Сумма за год
		Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма		
1	ТГК-16 НкТЭЦ (ПТК-1)	641,265	118,621	759,887	43,52	803,406	599,423	134,354	733,777	72,837	806,613
2	ООО НкТЭЦ (ПТК-2)	404,48	137,313	541,793	50,33	592,124	407,841	91,413	499,254	49,557	548,812
	ИТОГО по ЕТО	1045,745	255,934	1301,68	93,85	1395,53	1007,264	225,767	1233,031	122,394	1355,425

## 5.5 Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Нижнекамска

Потребление тепловой энергии промышленными потребителями происходит с коллекторов ТЭЦ.

Ниже представлены нагрузки и потребление тепловой энергии по отдельным предприятиям города.

**Табл. 5.4. Тепловые нагрузки ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

Среднегодовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2020
В сетевой воде	119	119	119	119	119	119

**Табл. 5.5. Потребление тепловой энергии ПАО «Нижнекамскнефтехим»**

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2020	2021	2022	2023	2024	2020
В сетевой воде	601 930	601 930	601 930	601 930	601 930	601 930

**Табл. 5.6. Тепловые нагрузки АО «ТАИФ-НК»**

Среднегодовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024
В сетевой воде	5,87	6,7	5,74	4,8	4,85

**Табл. 5.7. Потребление тепловой энергии АО «ТАИФ-НК»**

Потребление тепловой энергии, Гкал в год	2020	2021	2022	2023	2024
В сетевой воде	29 585	33 759	28 956	24 537	24 793

**Табл. 5.8. Потребление тепловой энергии АО «Танеко»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Покупка тепловой энергии в паре: - у ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	тыс. Гкал	2642,822	2958,327	3405,610	3262,86	3333,62
Покупка тепловой энергии в горячей воде:	тыс. Гкал	2,120	1,889	2,141	2,071	1,772

**Табл. 5.9. Потребление тепловой энергии АО «Нижнекамсктехуглерод»**

Наименование показателя	Един. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Покупка тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в т.ч. в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в т.ч. в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Собственная выработка тепловой энергии, всего: *	тыс. Гкал	357,2	434,87	397,85	377,45	371,613

в т.ч. в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
в т.ч. в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Отпуск тепловой энергии абонентам	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Собственное потребление на нужды отопления	тыс. Гкал	39,626	39,626	39,626	39,626	38,823
Собственное потребление на нужды горячего водоснабжения	тыс. Гкал	3,4	3,507	2,7	2,808	2,804
Собственное потребление на нужды горячего водоснабжения	тыс. Гкал	314,176	391,74	355,526	335,015	329,986

\* АО "Нижнекамсктехуглерод" не имеет внешних источников тепловой энергии (пара, теплофикационной воды, горячей воды). Источником теплоснабжения является собственная утилизационная котельная в составе 2-х котлов утилизаторов типа ПКК 75/45-150-5, основным топливом является отбросной газ производства технического углерода.

## 5.6 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления тепловой энергии на цели отопления утверждены Приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 21 августа 2012 года N 132/0 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению многоквартирных и жилых домов с централизованными системами теплоснабжения для муниципальных районов (городов) Республики Татарстан».

Норматив потребления тепловой энергии на цели горячего водоснабжения утвержден Приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 26 октября 2017 г. N 189/о «Об утверждении нормативов расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан».

Нормативы потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение жилых домов с централизованными системами теплоснабжения и горячего водоснабжения представлены в следующих таблицах.

**Табл. 5.10. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки, Гкал/м<sup>2</sup> в месяц**

Город	Этажность						
	1-4	5-9	10-11	12	14	15	16 и более
Нижнекамск	0,02668	0,02315	0,02223	0,02199	0,02260		
Нижнекамск (общедомовые нужды)	0,02668	0,02315	0,02223	0,02199	0,02260		

**Табл. 5.11. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки, Гкал/м<sup>2</sup> в месяц**

Город	Этажность							
	1	2	3	4-5	6-7	8-9	10-11	12 и более
Нижнекамск	0,01882	0,01584	0,01559	0,01346	0,01255	0,01194	0,01133	0,01103
Нижнекамск (общедомовые нужды)	0,01882	0,01584	0,01559	0,01346	0,01255	0,01194	0,01133	0,01103

**Табл. 5.12. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан, Гкал/м<sup>3</sup>**

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	с централизованной системой горячего водоснабжения	с нецентрализованной системой горячего водоснабжения
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0651	0,0615
без полотенцесушителей	0,0601	0,0571
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0711	0,0687
без полотенцесушителей	0,0659	0,0625

Согласно этому документу расчет нормативного количества теплоэнергии на отопление жилых помещений производится в случае, когда отопление жилых помещений осуществляется без приборов учета (теплосчетчиков).

## 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

### 6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы установленных и располагаемых мощностей, подключенных нагрузок и имеющихся резервов источников тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) представлены в таблицах ниже.

**Табл. 6.1. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе	3746,00	3746,00	3746,00	3746,00	3746
отборы паровых турбин, в том числе	2806,00	2806,00	2806,00	2806,00	2806
производственных показателей	2193,00	2193,00	2193,00	2193,00	2193
теплофикационные	613,00	613,00	613,00	613,00	613
РОУ	200,00	200,00	200,00	200,00	200
ПВК	740,00	740,00	740,00	740,00	740
Располагаемая тепловая мощность станции	3746,00	3746,00	3746,00	3746,00	3746
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,30	0,40	0,339	0,333	0,33
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	30,11	25,04	32,98	39,36	37,53
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	53,01	53,01	53,01	53,01	53,01
Потери в паропроводах	6,99	6,99	6,99	6,99	6,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	724,21	722,32	739,48	712,79	706,806
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	267,50	276,42	282,99	289,71	282,99
М-1	179,68	173,02	177,13	170,47	171,611
отопление и вентиляция	112,21	104,68	107,17	101,71	102,565
горячее водоснабжение	67,46	68,34	69,96	68,76	69,046
М-2	269,78	265,70	272,01	247,27	246,380
отопление и вентиляция	163,88	159,62	163,41	142,14	141,248

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
горячее водоснабжение	105,90	106,08	108,60	105,12	105,132
БСИ	7,25	7,19	7,36	5,34	5,825
отопление и вентиляция	7,25	7,19	7,36	5,34	5,825
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	710,73	709,16	726,01	704,23	717,968
М-1	174,29	167,83	171,82	175,90	176,194
отопление и вентиляция	108,85	101,54	103,95	106,42	105,309
горячее водоснабжение	65,44	66,29	67,86	69,48	70,894
М-2	261,69	257,73	263,85	270,12	252,959
отопление и вентиляция	158,96	154,83	158,51	162,27	145,022
горячее водоснабжение	102,73	102,90	105,34	107,85	107,937
БСИ	7,25	7,19	7,36	7,54	5,825
отопление и вентиляция	7,25	7,19	7,36	7,54	5,825
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	2099,40	2029,66	1889,66	1813,51	1889,66
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	2099,40	2029,66	1889,66	1813,51	1889,66
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	893,11	970,15	1084,42	1181,21	1142,70
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	906,59	983,31	1097,89	1189,76	1136,87
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	3311,72	3317,13	3317,51	3317,89	3317,51
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2852,89	2775,86	2778,13	2780,40	2778,13

**Табл. 6.2. Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии филиала ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2), функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Гкал/ч**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1580
отборы паровых турбин, в том числе	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1 220,00	1220
производственных показателей	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1000

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
теплофикационные	220	220	220	220	220
РОУ	0	0	0	0	0
ПВК	360	360	360	360	360
Располагаемая тепловая мощность станции	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1 580,00	1580
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	18,03	14,42	16,25	15,72	18,83
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	37,1	37	36,5	36,5	36,5
М-3	37,1	37	36,5	36,5	36,5
Потери в паропроводах	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	443,05	440,3	416	425,471	429,153
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	443,05	440,3	416	425,471	429,153
отопление и вентиляция	274,45	269,17	254,31	253,967	256,185
горячее водоснабжение	168,6	171,13	161,69	171,504	171,919
технология	-	-	-	-	1,049
М-3	443,05	440,3	250	425,471	429,153
отопление и вентиляция	274,45	269,17	254,31	253,967	256,185
горячее водоснабжение	168,6	171,13	161,69	171,504	171,919
технология	-	-	-	-	1,049
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе	429,76	427,09	416	425,471	428,104
М-3	429,76	427,09	416	425,471	428,104
отопление и вентиляция	266,21	261,09	254,31	253,967	256,185
горячее водоснабжение	163,54	166	161,69	171,504	171,919
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	614	740	638	620,6	718
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	614	740	638	620,6	718
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	504,52	384,88	526	517,81	433,9
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	947,77	825,38	509,55	517,81	414,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	1 196,57	1 200,18	1 204,00	1204,06	1200,97

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1 075,48	1 195,12	1198,55	1199,06	1195,97

## 6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Значения существующих резервов тепловой мощности источников тепловой филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)», ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по состоянию на 2024 год приведены в Табл. 6.1-6.2.

Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по договорной нагрузке составил 1142,70 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) по договорной нагрузке составил 433,9 Гкал/ч.

## 6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Подробное описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю представлены в Главе 3 «Электронная модель» Обосновывающих материалов по разработке схемы теплоснабжения.

## 6.4 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

В настоящее в городе Нижнекамске отсутствуют источники тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности, поэтому возможности расширение



технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не представляется возможным.

Кроме того, существующие поперечные связи позволяют использовать любой из централизованных источников для покрытия нагрузок города.

## 7 Балансы теплоносителя

### 7.1 Описание балансов 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 таблицах ниже представлены балансы производительности ВПУ централизованных источников теплоснабжения города Нижнекамска.

**Табл. 7.1. Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии ООО "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-2)**

Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	300	300	300	300	300
Срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	70,2	71	71	71	71
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	27,57	75,69	71	60,78	90,80
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	23,4	23,67	20,6	21,29	21,23
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,17	52,02	0	39,49	69,57
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	187,20	189,36	0	0	0
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	272,43	224,31	229	229	229
Доля резерва	%	90,81%	74,77%	76,33%	76,33%	76,33%

**Табл. 7.2. Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» для подпитки тепловой сети**

Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	500	500	500	500	500
Срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	4	4	4	4	4
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	2	2	2	2	2
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	420,9	425,7	407,02	389,16	415,15
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	199,32	201,30	192,47	184,02	278,8
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	140,3	141,9	135,67	129,72	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	59,02	59,4	56,79	54,3	59,3
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	1 122,4	1 135,2	1085,39	1037,77	1025,37
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	300,68	298,70	307,53	315,98	302,4
Доля резерва	%	60	60	61,51%	63	60

**Табл. 7.3. Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2), тыс. м<sup>3</sup>**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети (фактическая), в том числе:	242,18	663,01	621,85	532,42	797,57
нормативные утечки теплоносителя в сетях	196,57	198,81	186,47	186,47	186,47
сверхнормативный расход воды	45,61	464,2	435,38	346	611,10
Расход воды на ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Табл. 7.4 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», тыс. м<sup>3</sup>**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1 674,28	1 692,31	1 618,06	1 968,36	2 443,07
нормативные утечки теплоносителя	1 178,51	1 191,96	1139,66	н/д	н/д
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	495,77	500,35	478,4	н/д	н/д

## **8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

### **8.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

Все централизованные источники теплоснабжения используют в качестве основного топлива природный газ.

Производственные утилизационные котельные промышленных предприятий города (АО «Нижекамсктехуглерод») в качестве основного топлива используют отбросной газ производства техуглерода (низшая теплота сгорания - 760 ккал/м<sup>3</sup>). Природный газ является резервным топливом.

Фактические значения потребления топлива источниками комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) и филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» представлены в таблицах ниже.

**Табл. 8.1. Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год				Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)	
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального			условного
2020									
Уголь, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий СС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Хакасский (Черногорский) Д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий Д+Г	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ	0,0	815 573,0	815 573,0	0,0	0,0	0,0		0,0	8 184,0
Нефтетопливо, в том числе	13 070,0	70 098,0	70 396,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 772,0	9 556,0
- мазут	13 070,0	70 098,0	70 396,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 772,0	9 556,0
- диз.топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	13 070,0	885 671,0	885 969,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 772,0	17 740,0
2021									
Уголь, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий СС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Хакасский (Черногорский) Д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий Д+Г	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год					Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального	условного		
Газ	0,0	1 108 891,0	1 108 891,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 191,0
Нефтетопливо, в том числе	12 772,0	2 600,0	2 863,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 509,0	9 533,0
- мазут	12 772,0	2 600,0	2 863,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 509,0	9 533,0
- диз.топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	12 772,0	1 111 491,0	1 111 754,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 509,0	17 724,0
2022									
Уголь, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий СС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Хакасский (Черногорский) Д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий Д+Г	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ	0,0	1156319,0	1156319,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8270,0
Нефтетопливо, в том числе	12509,0	14672,0	12400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14781,0	9622,0
- мазут	12509,0	14672,0	12400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14781,0	9622,0
- диз.топливо				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	12509,0	1170991,0	1168719,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14781,0	17892,0
2023									
Уголь, в том числе	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий СС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год					Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального	условного		
- Хакасский (Черногорский) Д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Кузнецкий Д+Г	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газ	0,0	1 047 901,8	1 047 901,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 295,0
Нефтетопливо, в том числе	14 781,0	3 150,0	2 866,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15 065,0	9 635,0
- мазут	14 781,0	3 150,0	2 866,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15 065,0	9 635,0
- диз.топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	14 781,0	1 051 051,8	1 050 767,8	0,0	0,0	0,0	0,0	15 065,0	17 930,0
2024									
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	1 150 731	1 150 731	0	0	0	0	0	8 308
Нефтетопливо, в том числе	15 065,00	0	0	0	0	0	0	15 065,00	9 635,00
- мазут	15 065	0	0		0	0	0	15 065	9 635
- диз.топливо	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	15 065	1 150 731	1 150 731		0	0	0	15 065	17 943



**Табл. 8.2. Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год, Q <sub>нр</sub> , ккал/м <sup>3</sup>	Приход, тыс. м <sup>3</sup>	Расход на производство, тыс.м <sup>3</sup>	Расход на сторону, тыс м <sup>3</sup>
2020	8 184	815 573	815 573	0
2021	8 191	1108891	1108891	0
2022	8 270	1156319	1156319	0
2023	8 295	1047901,8	1047901,81	0
2024	8 308	1150731	1150731	0

**Табл. 8.3. Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)**

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q <sub>нр</sub> , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W <sub>р</sub> , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2020	9 556	0,10	70098	70396	12772
2021	9 533	0,00	2600	2863	12509
2022	9 622	0,008	14672	12400	14781
2023	9 635	0	3150	2866	15065
2024	9 635	0	0	0	15065

**Табл. 8.4. Топливный баланс системы теплоснабжения, образованной на базе источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
2020							
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	2308774	2308774	2308774	2 697 046	0	8 184
Нефтетопливо, в том числе	30603	349032	347452	347452	475 327	31 400	9 556
- мазут	30603	349032	347452	347452	475 327	31 400	9 556
Итого	30603	2657806	2656226	2656226	3172373	31400	-
2021							
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	2780827	2780827	2780827	3209074,358	0	8 191
Нефтетопливо, в том числе	31 400	46535	44963	44963	61598	27806	9 533
- мазут	31 400	46535	44963	44963	61598	27806	9 533
Итого	31 400	2827362	2825790	2825790	3270672	27806	-

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
2022							
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	2504580	2504580	2504580	2890285	0	8 270
Нефтетопливо, в том числе	27806	180524	166096	166096	227552	34525	9584
- мазут	27806	180524	166096	166096	227552	34525	9584
Итого	27806	2685104	2670676	2670676	3117837	34525	-
2023							
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	0	2562433	2562433	2957048	0	8321
Нефтетопливо, в том числе	34525	194530	186654	186654	255716	37447	9583
- мазут	34525	194530	186654	186654	255716	37447	9583
Итого	34525	194530	2749087	2749087	3212764	37447	-
2024							
Уголь, в том числе	0	0	0	0	0	0	0

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup>	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup>	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м <sup>3</sup> )
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м <sup>3</sup>	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
- Кузнецкий СС	0	0	0	0	0	0	0
- Хакасский (Черногорский) Д	0	0	0	0	0	0	0
- Кузнецкий Д+Г	0	0	0	0	0	0	0
Газ	0	2 828 964	2 828 964	2 828 964	3 359 205	0	8 312
Нефтетопливо, в том числе	37 447	49 027	60 469	60 469	83 376	26 005	9 652
- мазут	37 447	49 027	60 469	60 469	83 376	26 005	9 652
Итого	37 447	2 877 991	2 889 433	2 889 433	3 442 581	26 005	17 964

## 8.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями

Резервным и аварийным топливом для ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2) является топочный мазут марки М-100, который поступает в мазутный резервуар № 1 по трубопроводу от установки ЭЛОУ-АВТ-7 НПЗ АО «ТАНЕКО».

Разогрев производится через подогреватели ПМТ 30-16 12 шт. Из резервуара № 1 мазут самотёком через фильтры грубой очистки поступает к мазутным насосам 1 подъёма, затем под давлением проходит подогреватели ПМТ 30-16, где подогревается, проходит фильтры тонкой очистки и мазутными насосами 2 подъёма подаётся в КТЦ по двум мазутопроводам. Часть мазута из главного корпуса возвращается по мазутопроводу рециркуляции, подключенному в напорный коллектор мазутных насосов 1 подъёма.

Для отделения мазута от посторонних предметов и примесей перед насосами 1 подъёма и насосами рециркуляции установлены фильтры грубой очистки, на всасе насосов 2 подъёма установлены фильтры тонкой очистки.

В качестве резервного и аварийного топлива для филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» также применяется мазут. Филиал АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)» получает мазут топочный по трубопроводу Ду-500 мм от АО «ТАИФ-НК», который подается в перекачивающие мазутопроводы резервуаров хранения. Кроме того, возможен прием мазута на сливной эстакаде с одновременной постановкой 54 цистерн.

Разогрев мазута в железнодорожных цистернах производится открытым паром, слив его ведется в лотки, которые расположены в межрельсовом пространстве. Из сливных лотков мазут поступает в приемные подземные железобетонные резервуары. Два приемных резервуара по 600 м<sup>3</sup> каждый, имеют высоту 5 м и диаметр 13 м. На приемных резервуарах установлены четыре погружных насоса марки 20 НА-22х3 — в количестве трех штук и 12НА-22х6 — один. Погружными насосами (Л-1,2; П-1,2) мазут по перекачивающим мазутопроводам подается в резервуары.

Резервуары хранения № 4, 5, 6, 7 изготовлены из сборного железобетона, цилиндрические, диаметром 42 м, высотой 7,4 м, объемом 10000 м<sup>3</sup>. Резервуары обвалованы грунтом и считаются подземными. Резервуар №1 металлический, вертикальный, цилиндрический, высотой 11,2м; диаметром 34,2 м, объемом 10000 м<sup>3</sup>.

Наличие рядом с централизованными источниками города нефтеперерабатывающего завода, мазут от которого по трубопроводам поставляется в резервуары ТЭЦ, а также наличие в непосредственной близости резервуарных парков этого завода позволяет обеспечить любую потребность в резервном и основном топливе.

**Табл. 8.5. Нормативы запасов топлива на источнике тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

№ п/п	Дата	Вид топлива	Неснижаемый нормативный запас топлива, тыс. тонн	Нормативный эксплуатационный запас топлива, тыс. тонн	Общий нормативный запас топлива, тыс. тонн	Утверждены приказом Минэнерго России
1	01.01.2025	Мазут	8,957	13,92	22,877	Приказ Минэнерго России от 10.12.2024г. №2404, Приказ АО "ТГК-16" №236 от 28.12.2024
2	01.02.2025		8,957	14,115	23,072	
3	01.03.2025		8,957	14,373	23,33	
4	01.04.2025		8,957	12,656	21,613	
5	01.05.2025		8,957	10,594	19,551	
6	01.06.2025		8,957	9,909	18,866	
7	01.07.2025		8,957	9,955	18,912	
8	01.08.2025		8,957	10,345	19,302	
9	01.09.2025		8,957	10,789	19,746	
10	01.10.2025		8,957	12,896	21,853	
11	01.11.2025		8,957	14,572	23,529	
12	01.12.2025		8,957	14,693	23,65	

**Табл. 8.6. Нормативы запасов топлива на источнике тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "Нижекамская ТЭЦ" (ПТК-2)**

№ п/п	Дата	Вид топлива	Неснижаемый нормативный запас топлива, тыс. тонн	Нормативный эксплуатационный запас топлива, тыс. тонн	Общий нормативный запас топлива, тыс. тонн	Утверждены приказом Минэнерго России
1	на 1 октября 2020	мазут	3,394	8,165	11,559	от 20.03.2020 № 212
2	на 1 октября 2021	мазут	3,394	8,165	11,559	от 30.08.2021 № 844
3	на 1 октября 2022	мазут	3,394	8,165	11,559	от 28.02.2022 № 147
4	на 1 октября 2023	мазут	3,394	8,212	11,606	от 08.12.2022 №1296
5	на 27 декабря 2024	мазут	3,787	9,185	12,972	Приказ ООО "Нижекамская ТЭЦ"

### 8.3 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Поставщиком природного газа для централизованных источников теплоснабжения в городе Нижнекамск является ООО «Газпром трансгаз Казань».

По сети подземных газопроводов газ поступает к двум газораспределительным станциям первая – ГРС-2 г. Нижнекамск, вторая – ГРС-2 г. Елабуга. Наличие двух разных источников поставки газа на Нижнекамскую ТЭЦ значительно повышает надежность газоснабжения Нижнекамского промышленного узла. Также на филиал АО «ТГК-16» -«Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» с комплекса КГПТО подаётся топливный газ через ГРП-3, где он подвергается очистке от механических примесей, происходит снижение и стабилизация давления для подачи на котлы через узлы смешения.

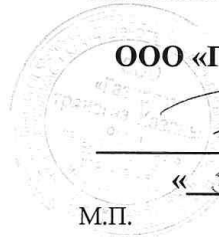
С ГРС по газопроводам газ подаётся на 2 газорегуляторных пункта, где он подвергается очистке от механических примесей, происходит снижение и стабилизация давления для подачи на котлы. Все параметры газа на ГРП (входное и выходное давление газа, загазованность помещений и территории, перепад давления на фильтрах, неисправность датчиков давления, контроль питания) выводятся на мониторы, контролируются компьютером под контролем персонала топливного цеха. Регулирование газа на ГРП происходят в автоматическом режиме. Проектная пропускная способность ГРП-1,2 300000 нм<sup>3</sup>/ч каждого.

Паспорта качества поставляемого топлива представлены на рисунках ниже.

**ПАО «Газпром»  
ООО «Газпром трансгаз Казань»**

Адрес: 420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41,  
фактический адрес организации выдавшей паспорт  
тел.: + 7 (843) 288-21-90, факс: +7 (843) 288-20-29  
фактический адрес организации выдавшей паспорт

**УТВЕРЖДАЮ**  
**Заместитель генерального директора**  
**по производству**  
**ООО «Газпром трансгаз Казань»**



М.И. Фролов

« 3 » апреля 2023 г.

М.П.

Паспорт № 320/30-58

качества газа горючего природного за МАРТ 2023 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу к «Нижнекамскому промузлу» покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Шугурово, Ст. Кувак, Аппаково, ГРС-2 Нижнекамск, Ремчугово, Ашальчи, Южно Ашальчинская.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС-2 Нижнекамск, 188 км г/п НКПУ.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Стр. 1 из 2 Паспорт № 320/30-58

**Рис. 8.1. Паспорт качества газа за март 2023 года (1)**



Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не норм.	95,13
1.1	метан				2,78
1.2	этан				0,85
1.3	пропан				0,134
1.4	изо-бутан				0,120
1.5	норм-бутан				0,0011
1.6	нео-пентан				0,0238
1.7	изо-пентан				0,0158
1.8	норм-пентан				0,0146
1.9	гексаны + высшие углеводороды				0,0100
1.10	гелий				0,0174
1.11	водород				не более 0,050
1.12	кислород				не норм.
1.13	азот				не более 2,5
1.14	диоксид углерода				не менее 31,80
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 7600	34,55 8251
3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50 9840-13020	49,99 11940
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,7063
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2021 п.9	не более 0,020	<0,0010
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2021 п.12	не более 0,036	0,013
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	отсутств.
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009 п.9.3	ниже температуры газа	-37,2
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.	-6,0
10.*	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021 п.9.2	не менее 3	3

\*Показатель распространяется только на ГТП коммунально-бытового назначения. Для ГТП промышленного назначения показатель устанавливают по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25°С, давление 101,325 кПа;

Стандартные условия измерений объема газа - температура 20°С, давление 101,325 кПа.

При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-7, 9-10 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ) (Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, д. 18, тел.: (8555)47-33-60, факс: (8555)30-47-02), по п. 8 в лаборатории Альметьевского ЛПУМГ (сектор 7 ИЛ) (Адрес: 423460, Республика Татарстан, г. Альметьевск, пгт Нижняя Мактама, ул. Бугульминский тракт, д. 1, тел.: (8553)313-701, факс: (8553)377-359);

Значения показателей по п.п. \_\_\_\_\_ определены потоковыми средствами

перечислить пункты таблицы

измерений, установленными на \_\_\_\_\_

указать места установки потоковых средств измерений

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ ИТЦ, руководитель ИЛ \_\_\_\_\_

А.Ф. Гилагова

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана \_\_\_\_\_

наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) \_\_\_\_\_

наименование предприятия

по его запросу

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Стр. 2 из 2 Паспорт № 320/30-58

Рис. 8.2. Паспорт качества газа за март 2023 года (2)



**Паспорт качества  
№ 3958Н от 2 июля 2022 г.**

Наименование продукта: **Топливо технологическое экспортное, марка Э-15,0, вид V**  
Изготовитель, юридический адрес и адрес места производства: **АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона, тел. (8555) 49-02-02, факс (8555) 49-02-03, e-mail: referent@taneco.ru**  
Наименование испытательной лаборатории, адрес: **Испытательная лаборатория нефтепродуктов АО "ТАНЕКО", 423570, РФ, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона**  
Нормативный документ на продукт: **ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7)**  
Метод отбора проб: **ГОСТ 2517-2012**

Данная продукция была изготовлена на предприятии с интегрированной системой менеджмента, сертифицированной на соответствие требованиям ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018

Номер партии: 36

Дата изготовления: 1 июля 2022 г.  
Дата, время отбора: 01.07.2022 10:55:00  
Дата испытания: 2 июля 2022 г.  
Количество, т: 15 000,000  
Объем, м³: 15 972,660  
Уровень разлива, см: 1 480,0  
Температура, °C: 71,7  
Плотность при 20 °C, кг/дм³: 0,9714

Место отбора: T0005 Типул 048

№	Наименование показателя	Единица измерения	Норма по нормативному документу	Результат испытания	Метод испытания
1	Плотность при 20 °C	кг/м³	не более 995	971	ГОСТ 3900
2	Вязкость при 80 °C кинематическая	сСт	не более 112,0	52,8	ГОСТ 33
3	Зольность	%	не более 0,13	0,11	ГОСТ 1461
4	Массовая доля серы	%	не более 3,0	2,7	ГОСТ Р 51947
5	Массовая доля механических примесей	%	не более 0,5	0,06	ГОСТ 6370
6	Массовая доля воды	%	не более 0,5	0,40	ГОСТ 2477
7	Температура текучести	°C	не выше 25	минус 7	ГОСТ 20287 (метод А)
8	Температура вспышки в закрытом тигле	°C	не ниже 75	104	ГОСТ 6356
9	Теплота сгорания низшая	ккал/кг	не менее 9500	9 697	ГОСТ 21261
10	Массовая доля ванадия	%	не более 0,040	менее 0,0002	ГОСТ 10364
11	Прямоегонность	-	определение обязательно	непрямоегонный	ГОСТ Р 50837.2 - ГОСТ Р 50837.4, ГОСТ Р 50837.6


Код ОКПД2: 19.20.28.190

Заключение: Качество продукта соответствует требованиям ТУ 38.001361-99 (с изменениями № 1-7) по п. 1-5, 7-11; п. 6 согласован письмом №3190/13-13-Порг от 06.06.2022

Дополнительная информация:

1. Плотность при 15 °C по ГОСТ Р 51069, кг/м³: 976,4
2. Вязкость условная при 100 °C по ГОСТ 6258, градусы ВУ: 3,54
3. Содержание сероводорода по ГОСТ Р 53716, ppm: 3,74
4. Количество керосино-газойлевых фракций, перегоняющихся до 350 °C по ASTM D 1160, % об.: 19,0
5. Массовая доля осадка по ГОСТ Р 50837.6, %: 0,09
6. Фракционный состав по ISO 3405:
  - температура начала кипения, °C: 210,0
  - при температуре 250 °C перегоняется, % об.: 2,0
  - при температуре 300 °C перегоняется, % об.: 10,0
  - при температуре 350 °C перегоняется, % об.: 39,0
7. Температура вспышки в открытом тигле по ASTM D 92, °C: 136,0
8. Вязкость кинематическая при 50 °C по ISO 3104, мм²/с: 237,51
9. Температура текучести по ISO 3016, °C: минус 7
10. Цвет по ASTM D 1500, единицы ASTM: более 8 (с разбавлением 15:85)
11. Топливо содержит присадку "Колтек ПС 1782" (поглотитель сероводорода) в количестве до 0,06 % масс.

Гарантийный срок хранения: 5 лет

Инженер-химик испытательной лаборатории нефтепродуктов:  Михайлова А.Р.

Паспорт качества распечатал: \_\_\_\_\_ Степин И.С.

**Рис. 8.3. Паспорт качества мазута от 02.07.2022**

#### **8.4 Описание приоритетного направления развития топливного баланса г. Нижнекамска**

Приоритетным направлением развития топливного баланса города Нижнекамска является сохранение и увеличение объемов (в связи с подключением новых потребителей) в качестве преобладающего топлива природного газа.

## **9 Надежность теплоснабжения**

Надежность элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Методика расчета надежности тепловых сетей муниципального образования город Нижнекамск, а также расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до наиболее удаленных конечных потребителей тепловой энергии представлены в Главе 11 «Оценка надёжности теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных трубопроводов от источников тепловой энергии (котельных) до конечных, наиболее удаленных потребителей.

### **9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение

отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

## **9.2 Частота отключений потребителей**

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

Расчет интенсивности отказов участков тепловой сети, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле. Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные.

На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

Существующие и перспективные показатели надежности тепловой сети по условиям отказов представлены в Главе 11.

Показатели повреждаемости и восстановления системы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижекамские тепловые сети» представлены в таблицах ниже.

**Табл. 9.1 Динамика изменения повреждаемости системы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	69	130	130	160	137
в отопительный период, ед	5	6	5	10	16
в период испытаний на плотность и прочность, ед	38	103	85	111	88
в межотопительный период, ед	26	21	40	39	33

**Табл. 9.2 Показатели повреждаемости системы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,477	0,888	0,885	1,083	0,627
в отопительный период, 1/км/оп	0,035	0,041	0,034	0,068	0,073
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,262	0,703	0,579	0,752	0,403
в межотопительный период, 1/км/год	0,18	0,143	0,272	0,264	0,151
продолжительность отопительного сезона, дней	235	236	227	222	228
протяженность магистральных тепловых сетей, км	145,789	146,415	147,581	147,671	218,388
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0	0	0	0	1,760
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	1,760
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0
продолжительность отопительного сезона, дней	235	236	227	222	228
протяженность распределительных тепловых сетей, км	0	0	0	0	286,401
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0,821
протяженность сетей ГВС, км	0	0	0	0	241,292
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,48	0,89	0,89	1,08	3,21

**Табл. 9.3 Показатели восстановления в системе теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» в зоне деятельности ЕТО**

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	5,3	3,9	3,23	4,3	6,09

### **9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Время необходимое для ликвидации повреждения также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, этот параметр определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

### **9.4 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"**

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин

аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» зафиксировано не было.

#### **9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

В 2024 году в городе Нижнекамске не было зафиксировано аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения.



## 10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

### 10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

Согласно требованиям законодательства о раскрытии информации организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, представляют отчеты о результатах хозяйственной деятельности.

В таблицах ниже представлены результаты хозяйственной деятельности организаций в сфере теплоснабжения.

**Табл. 10.1. Технико-экономические показатели ЕТО-1 АО «Татэнерго»**

Наименование параметра	Единица измерения	2024 год
Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	-
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	-
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	-
расходы на топливо	тыс. руб.	-
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	-
Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	-
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	-
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	-
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	-
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	-
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	95176,362

Наименование параметра	Единица измерения	2024 год
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	-
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	-
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	736329,475
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		-
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-
Оплата услуг по передаче прочих теплосетевых организаций	тыс. руб.	-
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	-
Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	-
Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	-
Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	-
Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	-
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	1845,982
Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	-
Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	-
Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	-

Наименование параметра	Единица измерения	2024 год
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	-
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	308,229
Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	170,441
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	244,02
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	98,05
Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	-
Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	-
Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	-

**Табл. 10.2. Технико-экономические показатели источника тепловой энергии филиала АО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»**

Наименование параметра	Единица измерения	2024
Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	-
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	-
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	-
расходы на топливо	тыс. руб.	-
газ природный по регулируемой цене	х	х
объем	тыс м3	-
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	-
стоимость доставки	тыс. руб.	-
способ приобретения	х	-
мазут	х	х

Наименование параметра	Единица измерения	2024
объем	тонны	-
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	-
стоимость доставки	тыс. руб.	-
способ приобретения	х	-
газ природный по нерегулируемой цене	х	х
объем	тыс м3	-
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	-
стоимость доставки	тыс. руб.	-
способ приобретения	х	-
прочее	х	х
объем	тыс м3	-
стоимость за единицу объема	тыс. руб.	-
стоимость доставки	тыс. руб.	-
способ приобретения	х	-
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	-
Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	-
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	-
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	-
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	-
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	-

Наименование параметра	Единица измерения	2024
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	-
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	-
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	-
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	-
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	-
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	-
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		-
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-
прочие расходы	тыс. руб.	-
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	-

Наименование параметра	Единица измерения	2024
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	-
Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	-
Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	-
филиал АО «ТГК-16»- «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	Гкал/ч	-
Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	-
Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	-
Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	-
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	-
Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	-
Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	-
Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	-
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	-
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	-
Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	-

Наименование параметра	Единица измерения	2024
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	-
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	-
Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	-
филиал АО «ТГК-16»- «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	кг у. т./Гкал	-
Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	-
филиал АО «ТГК-16»- «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	кг усл. топл./Гкал	-
Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	-
филиал АО «ТГК-16»- «Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	кг усл. топл./Гкал	-
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	-
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	-

**Табл. 10.3. Технико-экономические показатели источника тепловой энергии  
ООО "Нижекамская ТЭЦ" (ПТК-2)**

Наименование параметра	Единица измерения	2024 (фактические затраты на производство горячей воды, отпускаемой с коллекторов)	2024 (фактические затраты на производство химически очищенной воды)
Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	730 437,98	22 854,51
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	771 453,91	35 550,94
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0	0
расходы на топливо	тыс. руб.	629 868,93	0
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	0	0
Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	0	0
Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	0	0
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	2 211,21	10 218,42
Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	4 024,48	8 652,43
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	16 695,19	3 664,93
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	3 949,03	891,64
Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	8 463,53	770,64
Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 800,08	164,69
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	29 028,88	1 512,98
Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00	0,00



Наименование параметра	Единица измерения	2024 (фактические затраты на производство горячей воды, отпускаемой с коллекторов)	2024 (фактические затраты на производство химически очищенной воды)
Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	4 259,73	1 521,09
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	4 259,73	1 521,09
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00
Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	51,56	6,29
Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	51,56	6,29
Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	19 009,94	1 499,57
Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует	отсутствует
Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	52 091,35	6 648,27
Материальные затраты	тыс. руб.	2 433,46	516,46
Расходы на оплату труда цехового персонала	тыс. руб.	14 685,22	1 813,48
Отчисления на социальные нужды цехового персонала	тыс. руб.	3 478,24	430,12
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	593,78	107,40
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	18 194,08	2 061,90
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	67,87	4,51
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	256,02	36,51
Лизинговый платеж	тыс. руб.		
Арендная плата	тыс. руб.		
Расходы будущих периодов	тыс. руб.	1 829,77	124,63
Расходы по охране труда и ТБ	тыс. руб.	104,86	15,59
Прочие	тыс. руб.	4 923,12	85,85
Страхование	тыс. руб.	139,04	15,23

Наименование параметра	Единица измерения	2024 (фактические затраты на производство горячей воды, отпускаемой с коллекторов)	2024 (фактические затраты на производство химически очищенной воды)
Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	43,88	3,97
Налог на землю	тыс. руб.	563,54	105,14
Налог на имущество	тыс. руб.	4 778,38	887,21
Транспортный налог	тыс. руб.	0,10	0,02
Стоки	тыс. руб.		440,25
Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-41 015,93	-12 696,42
Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00
Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	0,00
Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	548 027,02	548 027,02
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	548 027,02	548 027,02
Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	548 212,21	548 212,21
Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	185,19	185,19
Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00	0,00
Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х		
Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1 580,00	1 580,00
Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	237,00	
Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	968,93	797,57

Наименование параметра	Единица измерения	2024 (фактические затраты на производство горячей воды, отпускаемой с коллекторов)	2024 (фактические затраты на производство химически очищенной воды)
Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	963,05	797,57
Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	963,05	797,57
Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00	0,00
Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00
Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Гкал/ч.	1,94	0,00
Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	3,82	0,00
Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	8,87	0,00
Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	12,00	3,34
Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	5,00	0,50
Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	129,40	0,00
Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	129,40	0,00
Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками	кг усл. топл./Гкал	125,53	0,00

Наименование параметра	Единица измерения	2024 (фактические затраты на производство горячей воды, отпускаемой с коллекторов)	2024 (фактические затраты на производство химически очищенной воды)
тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии			
Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,00	0,00
Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,18	0,00

## **11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **11.1 Динамика утвержденных 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**

Уполномоченным органом исполнительной власти Республики Татарстан в области государственного регулирования цен (тарифов) является Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам.

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам осуществляет государственное регулирование в сфере теплоснабжения, в том числе:

- тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, в соответствии с установленными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения предельными (минимальными (или) максимальным) уровнями указанных тарифов;

- тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в соответствии с установленными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения предельными (минимальным и (или) максимальным) уровнями указанных тарифов, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;

- тарифов на теплоноситель, поставляемый потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

- тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

- платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;

- платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения.

**Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии города Нижнекамска (без НДС), руб./Гкал**

Наименование регулируемой организации	2020 год		2021 год		2022		2023 год		2024 год	
	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
Филиал АО «ТГК-16»– «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»	666,96	692,62	692,62	734,05	734,05	785,87	843,09	843,09	843,09	910,78
ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-2)	641,62	664,54	664,54	736,85	706,85	719,85	736,13	736,13	736,13	791,69

**Табл. 11.2. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО «Татэнерго» (без НДС), руб./Гкал**

Наименование теплосетевой организации	2020 год		2021 год		2022 год		2023		2024	
	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
АО "Водопроводно- канализационное и энергетическое хозяйство"	465,79	509,63	509,63	522,45	490,32	500,42	552,37	552,37	552,37	687,57

**Табл. 11.3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО «Татэнерго» (с НДС), руб./Гкал**

Наименование ЕТО	2020 год		2021 год		2022 год		2023		2024	
	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол
АО "Татэнерго"	1 651,46	1 717,52	1 717,52	1 813,68	1 813,68	1980,28	1 980,28	2 394,02	2 158,46	2 391,55

## 11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов на осуществление регулируемых видов деятельности совпадает со структурой затрат на осуществления этой деятельности, раскрытых в разделе 10.

## 11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Размер установленной платы за подключение к централизованным сетям теплоснабжения АО «Татэнерго» филиал Нижнекамские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки на 2024 год приведен в таблице ниже.

**Табл. 11.4. Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения Акционерного общества «Татэнерго» филиал Нижнекамские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки**

тыс. руб./Гкал/час (без учета НДС)

№ п/п	Наименование	Значение
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П <sub>1</sub> )	3,784
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П <sub>2.1</sub> ), в том числе:	
2.1	Надземная (наземная) прокладка	
2.1.1	до 250 мм	-
2.1.2	251 - 400 мм	-
2.1.3	401 - 550 мм	-
2.1.4	551 - 700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	
2.2.1	канальная прокладка	
2.2.1.1	до 250 мм	5 525,542
2.2.1.2	251 - 400 мм	-
2.2.1.3	401 - 550 мм	-
2.2.1.4	551 - 700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	
2.2.2.1	до 250 мм	-
2.2.2.2	251 - 400 мм	-
2.2.2.3	401 - 550 мм	-
2.2.2.4	551 - 700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П <sub>2.2</sub> )	-
4	Налог на прибыль	-

#### **11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Согласно ч.3 ст. 13 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора, в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в порядке, установленном статьей 16 настоящего Федерального закона.

В соответствии со ст. 16 ФЗ-190:

1. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.
2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.
3. Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

При этом нормы ФЗ четко не определяют, каким именно соглашением размер платы подлежит урегулированию. В связи с этим представляется, что размер платы может быть урегулирован как в рамках договора оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, так и в рамках самостоятельного формализованного соглашения сторон о размере платы, либо же посредством включения условия о размере платы непосредственно в договор теплоснабжения.



Решения об установлении тарифов на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям, платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, а также платы за подключение к системе теплоснабжения принимаются органами регулирования.

Ставки за поддержание резервной мощности в городе Нижнекамске установлены для АО «Татэнерго» - табл. 11.5.

**Табл. 11.5 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации N 1 АО «Татэнерго» (с НДС), руб./Гкал/ч**

Наименование	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024
		Горячая вода	Горячая вода	Горячая вода	Горячая вода	Горячая вода
Потребители, получающие тепловую энергию с коллекторов станций	руб./Гкал/ч в мес.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	руб./Гкал/ч в мес.	43 007,84	44 556,12	46 472,03	49260,36	52807,1

## **12 Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения г. Нижнекамск**

Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения является одним из общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных ст.3 Федерального Закона от 27.10.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Бережное отношение к окружающей среде – один из стратегических приоритетов теплоснабжающих компаний. Организации осознают свою ответственность перед обществом в данном вопросе, объективно оценивают и стремятся минимизировать экологические риски, наращивают инвестиции в природоохранные программы.

Стратегическими целями обеспечения экологической безопасности и рационального природопользования являются:

- снижение техногенной нагрузки и поддержание благоприятного состояния природной среды и среды обитания человека;
- недопущение экологического ущерба от хозяйственной деятельности;
- сохранение биологического разнообразия в условиях нарастающей антропогенной нагрузки;
- рациональное использование, восстановление и охрана природных ресурсов.

В соответствии с этими целями теплоснабжающие организации выделяют следующие приоритетные направления деятельности:

- управление рисками в области обеспечения экологической безопасности;
- экологический мониторинг и производственный экологический контроль;
- управление системой предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;
- развитие программ по утилизации/обезвреживанию отходов производства;
- обучение и развитие персонала в области экологической безопасности.

Задача, решаемая в результате разработки настоящей главы - оценить, каким образом мероприятия, предусмотренные Схемой теплоснабжения, повлияют на состояние загрязнения атмосферного воздуха г. Нижнекамск.

Для решения указанной задачи:

- проведен анализ нормативной природоохранной документации по источникам теплоснабжения, расположенных в г. Нижнекамск;

- определены объекты, осуществляющие наибольшую выработку тепловой энергии, и соответственно, значительно больше осуществляющие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, что в свою очередь, приводит к большему негативному воздействию на атмосферный воздух;

- определены изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от рассматриваемых источников теплоснабжения при развитии схемы теплоснабжения по предпочтительному варианту;

- проведена оценка существующего состояния (по данным о параметрах источников выбросов из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух);

- определено прогнозируемое перспективное состояние (с учетом прироста нагрузок, топлива потребления и других мероприятий по схеме развития теплоснабжения).

При определении оценки воздействия системы теплоснабжения на экологию использованы действующие нормативно правовые акты и нормативно-технические документы, в сфере экологии и природопользования:

- Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха;

- При Минприроды России от 06.06.2017 г. № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;

- Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 г. № 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

- Приказ Минприроды России от 07.08.2018 года № 352 «Об утверждении Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов

вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки»;

- Приказ Минприроды России от 11.08.2020 N 581 "Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух";

- РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС».

При выполнении разработки настоящих обосновывающих материалов использованы исходные данные из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух, представленных теплоснабжающими организациями по запросам разработчика схемы теплоснабжения.

## **12.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере**

Климат Нижнекамска умеренно-континентальный с теплым летом и умеренно холодной зимой. Наиболее солнечным является период с апреля по август. Наиболее облачным месяцем является ноябрь. Погода и климат в большей степени определяются атмосферной циркуляцией, и особенно преобладанием западных потоков воздуха, что обуславливает существенное влияние на местный климат атлантических воздушных течений, которые смягчают и увлажняют его. Вместе с тем сюда поступают и воздушные массы, сформировавшиеся в других, в том числе арктических и резко континентальных районов. По северо-западным, северным и северо-восточным траекториям на территорию входит холодный воздух из Арктики. Иногда он поступает и с юго-востока, огибая с юга Уральские горы. С юго-запада, юга, а летом и с юго-востока обычно приходит тропический воздух, обуславливающий резкие потепления. Из районов Сибири зимой вторгается холодный континентальный воздух умеренных широт, приводящий к установлению малооблачной, морозной погоды. В целом же западные и юго-западные потоки преобладают, поэтому климат здесь менее континентальный, чем к востоку и юго-востоку. На процессы погоды и формирование особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосферы. Они обуславливают как зональные, так и

меридиональные движения различных воздушных масс. Циклоны сопровождаются обычно быстрыми и резкими изменениями погоды с сильно развитой облачностью, осадками и порывистыми ветрами. В антициклонах преобладает более спокойная и малооблачная погода. Повторяемость циклонических процессов в Ср. Поволжье составляет в среднем за год 173 дня (47%), антициклонических — 192 дня (53%).

Важной особенностью климата г. Нижнекамска, как, впрочем, и большей части территории России, является наличие двух резко различающихся между собой периодов — теплого (апрель-октябрь) с положительными температурами воздуха и холодного (ноябрь-март) с отрицательными температурами и образованием устойчивого снежного покрова.

По количеству осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июль, а наименьшее — на март. Суммы осадков в отдельные годы могут значительно отклоняться от среднего значения. Количество осадков, выпадающих в жидком виде (дожди), составляет около 70%, в твердом (снег) — 20%, смешанные осадки — 10%. В июне, июле, августе осадки выпадают только в жидком виде, за исключением случаев града. В период отрицательных среднесуточных температур осадки выпадают в виде снега, образуя снежный покров. Он формируется не сразу, так как наступающие обычно потепления быстро разрушают его. Период между появлением первого снежного покрова (конец октября — начало ноября) и образованием устойчивого снежного покрова (вторая декада ноября) составляет в Нижнекамске около 20 дней. Число дней со снежным покровом около 150. Высота снежного покрова достигает наибольших значений в марте.

Преобладающими направлениями ветра за год и в холодный период в районе Нижнекамска являются южное, западное и юго-восточное. В летний период увеличивается повторяемость северных и северо-западных ветров. Зимний период характеризуется более сильными ветрами, чем летний. Средние скорости ветра невелики (так среднегодовая скорость ветра составляет порядка 3 м/с), однако в отдельных случаях порывы ветра могут превышать 30 м/с.

В Нижнекамске возможны такие опасные метеорологические явления как шквал, сильные ветры, метели, дожди, ливни, снег, туман, жара, мороз и крупный град. Наиболее высока вероятность сильных ливней, дождей и ветра (20-30%).

На процессы погоды и формирования особенностей климата большое влияние оказывают циклонические и антициклонические макроциркуляционные формы движения атмосфер. Они обуславливают как

зональные, так и меридиональные движения различных воздушных масс. В осенне-зимний период циклонические процессы на территории РТ связаны преимущественно с вторжением западных и северо-западных циклонов. Летом преобладают местные и западные процессы. Антициклонические процессы зимой обязаны прежде всего влиянию восточных антициклонов, летом – западных. Сезонные изменения барико-циркуляционных процессов вызывают изменения ветрового режима. С сентября по апрель, в целом за год, в республике преобладают южные и юго-западные ветры, тогда как летом больше повторяемость ветров северо-западных направлений. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5%, равна 7 м/с.

Коэффициент стратификации (целое число от 140 до 250), зависящий от температурной стратификации атмосферы и используемый в расчетах рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, для Среднего Поволжья принят 160.

## **12.2 Описание текущего объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г.Нижнекамск**

Описание текущего объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещенных на территории г. Нижнекамск приведено в Табл. 12.1.

Сведения об объемах выбросов вредных веществ по существующему состоянию приняты в соответствии с данными о фактических выбросах, приведенных в проектах нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух для источников тепловой энергии (мощности) с учетом изменений потребления топлива в (исходя из фактических сведений по расходу топлива).

Производственный контроль в области охраны окружающей среды (производственный экологический контроль) на предприятии осуществляется в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды согласно

ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Производственный контроль за уровнями загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (далее - производственный контроль) проводится согласно требований ст. 20, ст. 32 Федерального закона от 30.03.99. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», Санитарных правил СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» и Санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 "Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятия.

Расчет объема валовых выбросов источников тепловой энергии осуществляется в соответствии с:

РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС»;

Приказом Минприроды России от 11.08.2020 N 581 «Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух».

Суммарное количество  $M_j$  загрязняющего вещества  $j$ , поступающего в атмосферу с дымовыми газами (т/год), рассчитывается по уравнению:

$$M_j = c_j * V_{с.г} * V_p * k_p \quad (1)$$

где:

$c_j$  - массовая концентрация загрязняющего вещества  $j$  в сухих дымовых газах при стандартном коэффициенте избытка воздуха  $a_0 = 1,4$  и нормальных условиях, мг/м<sup>3</sup>;

$V_{с.г}$  - объем сухих дымовых газов, образующихся при полном сгорании 1 кг (1 м<sup>3</sup>) топлива, при  $a_0 = 1,4$ , м<sup>3</sup>/кг топлива (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> топлива);

$V_p$  - расчетный расход топлива, определяется по формуле (2); при определении выбросов в граммах в секунду берется в т/ч (тыс. м<sup>3</sup>/ч); в тоннах за отчетный период - берется в т/год (тыс. м<sup>3</sup>/год);

$k_p$  - коэффициент пересчета; при определении выбросов в граммах в секунду  $k_p = 0,278 \cdot 10^{-3}$ ; в тоннах  $k_p = 10^{-6}$ .

Расчетный расход топлива  $B_p$ , т/год, определяется по отношению

$$B_p = (1 - q_4/100) \cdot B \quad (2)$$

где:

$B$  - расход топлива на котел, т/год (тыс. м<sup>3</sup>/год);

$q_4$  - потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %;

Значение  $B$  определяется по показаниям прибора или по обратному тепловому балансу (при проведении испытаний котла).

Расчет объема сухих дымовых газов  $V_{с.г}$  проводится по нормативному методу по химическому составу сжигаемого топлива или табличным данным.

Значения суммарных годовых (валовых) выбросов определенного ЗВ из ИЗАВ (т/год) рассчитываются исходя из определенной на основании инструментальных методов средней мощности выброса ЗВ из конкретного ИЗАВ при данном режиме и суммарной продолжительности (в часах) работы ИЗАВ в данном режиме в течение года.

При использовании расчетных способов значения суммарных годовых (валовых) выбросов определяются исходя из расчетных средних за год значений выбросов (выделений) конкретного ЗВ (в г/час или г/кг), определенных по расходу сырья, материалов, топлива, энергии или по выпущенной продукции, и наибольшей продолжительности (в часах) работы источника выделения или ИЗАВ в течение года или расхода сырья, материалов, топлива, энергии и выпущенной продукции за год.

Суммарный годовой (валовый) выброс ЗВ (т/год) определяется с учетом не стационарности выбросов ЗВ во времени, в том числе остановок на профилактический ремонт технологического оборудования и ГОУ.

При производственном процессе циклического характера и работе с конкретной, характерной для данного производства нагрузкой, годовой выброс конкретного ЗВ рассчитывается исходя из числа повторений рассматриваемого производственного цикла за год и среднегодовой величины выброса рассматриваемого ЗВ для одного производственного цикла.



Годовой выброс ЗВ (т/год) от всего объекта ОНВ рассчитывается как сумма годовых выбросов этого ЗВ из всех ИЗАВ данного объекта ОНВ.

Табл. 12.1 Описание текущего объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, за 2024 г.

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Филиал АО «ТГК-16» -«Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)»					
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	13455,20	7715,85	9983,88	10781,47	9504,53
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	701,97	319,77	318,98	426,16	474,8
ООО «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-2)					
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	5743,34	1331,60	2259,71	1266,43	1177,75
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	486,45	541,89	381,90	567,24	261,21

## 13 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения

### 13.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

---

746 080,24

212 095

---

В настоящее время в городе Нижнекамск обслуживаются филиалом АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» **746 080,24** м водяных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, в том числе подземной прокладки 142 691,9 м. Средний диаметр магистральных тепловодов, находящихся на балансе филиала АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети», составляет 353 мм.

Снабжение теплом осуществляется от Нижнекамских ТЭЦ. Распределение внутриквартального теплоснабжения и подготовка горячей воды осуществляется в 95-ти центральных тепловых пунктах.

Схема теплоснабжения традиционная - централизованная, с закрытым разбором.

Централизованное теплоснабжение является экологически безопасным и надежным способом обеспечения теплом, но имеет ряд недостатков.

Основным недостатком систем централизованного теплоснабжения крупных городов является применение центрального регулирования теплового потребления по совмещенной нагрузке - отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Подача теплоты потребителям производится по усредненному параметру для каждого вида тепловой нагрузки, измеряемому в одной или нескольких контрольных точках, и в качестве основного метода центрального регулирования принят качественный метод, заключающийся в регулировании отпуска тепла за счет изменения температуры теплоносителя на входе в местные отопительные системы при сохранении постоянного количества (расхода) теплоносителя. При этом температура в подающем трубопроводе тепловой сети не должна снижаться ниже уровня, определяемого условиями горячего водоснабжения, температура в местах водоразбора должна быть не менее 60 при закрытой схеме теплоснабжения.

Основная часть внутриквартальных тепловых сетей города Нижнекамск, находящихся на балансе АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети» введена в эксплуатацию в 1970-1980г.г.

На сегодняшний день протяженность внутриквартальных тепловых сетей АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети», требующих замены составляет 156,95 км из 373 040,12 км (в 2-х трубном исчислении), износ тепловых сетей составляет – 53,3 %.

В настоящее время большая часть г.Нижнекамска обеспечивается горячей водой от ЦТП. Все ЦТП имеют срок службы более 20 лет. Оборудование морально устарело и требует реконструкции. Так же износ сетей ГВС составляет около 60%.

Также необходимо отметить о высоких тепловых потерях при транспортировке тепловой энергии, причинами которых являются изношенность трубопроводов тепловых сетей, использование минераловатной изоляции.

Решением данных проблем послужит реконструкция тепловых сетей с использованием современных изолирующих материалов (например, ППУ трубы), использование при прокладке сетей ГВС трубопроводы из «сшитого» полиэтилена, капитальный ремонт внутриквартальных сетей с реконструкцией подземных ЦТП.

Из-за отсутствия средств на поддержание сетей в исправном состоянии коммунальными службами города Нижнекамска было демонтировано порядка 95 км циркуляционных трубопроводов ГВС.

Кроме того, в городе имеются подземные ЦТП, в которых проектом предусмотрена однетрубная прокладка сетей горячего водоснабжения, т.е. без циркуляционных трубопроводов – это 18 км сетей, что приводит к увеличению расхода на подпитку в них.

Восстановление циркуляционных линий горячего водоснабжения с применением полимерных материалов позволит вести экономичный режим подготовки горячей воды за счет снижения затрат на тепловую и электрическую энергию (частотное регулирование), повысит качество предоставляемых коммунальных услуг.

В связи с выявленными большими коммерческими потерями при поставке услуг горячего водоснабжения, в целях снижения потерь тепловой энергии и обеспечения жителей горячей водой требуемого качества разработан план мероприятий по переходу приготовления горячей воды с ЦТП на ИТП.

Расчеты по снижению потерь тепловой энергии, холодной воды, водоотведения приведены в Приложении 2.

В дальнейшем работы планируется проводить согласно программе капитального ремонта жилых домов совместно с управляющими компаниями г.Нижнекамска.

### **13.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Подземные ЦТП в городе Нижнекамск введены в эксплуатацию 1962-1969 годах. И на сегодняшний день в них установлено оборудование, которое имеет как физический, так и моральный износ (теплообменники, насосы). Для безопасного теплоснабжения города необходимо провести их модернизацию.

Физический износ теплообменников в ЦТП приводит к увеличению накипеобразования в водогрейных котлах и снижению их КПД.

В качестве решения данной проблемы можно рассмотреть вариант установки кожухотрубчатых теплообменников нового поколения из нержавеющей стали (водоводяные подогреватели интенсифицированные). Они позволят снизить затраты тепловой энергии на подогрев теплофикационной воды в системе квартального отопления. Снижение происходит за счет того, что в новых аппаратах применены нержавеющие трубки с накаткой кольцевых турбулизаторов потока жидкости на их внутренней поверхности. Данное техническое решение позволит снять проблему отложений в трубном пространстве и увеличить коэффициент теплопередачи в трубах более, чем в два раза. При этом гидравлические потери на теплообменниках отопления сведены к «0». Благодаря этому использование новых теплообменных аппаратов дает возможность выдерживать температуру горячей воды не ниже 60°C на выходе из ЦТП в часы максимального водоразбора.

Не соответствует современным требованиям система диспетчеризации системы теплоснабжения на разных уровнях (ЦТП, жилые дома, промышленные теплопотребители), что не позволяет: своевременно обнаруживать и предотвращать отключения в работе систем теплоснабжения, осуществлять постоянный контроль за основными параметрами систем, своевременно предупреждать и ликвидировать нештатные ситуации.

Реконструкция подземных ЦТП с заменой и установкой более усовершенствованного и технологичного оборудования в ЦТП, позволит оперативно передавать данные о потерях для их дальнейшего предотвращения, непосредственно на пульт в диспетчерскую службу.

Реконструкция данных ЦТП позволит провести автоматизацию и диспетчеризацию, что приведет к снижению технологических потерь и эксплуатационных расходов одновременно с повышением оперативности и эффективности обслуживания. Контроль будет осуществляться круглосуточно, что дает возможность своевременно корректировать параметры протекания технологических процессов.

Автоматизация, диспетчеризация центральных и индивидуальных тепловых пунктов позволяет:

- регулирование подачи теплоты в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха;
- ограничивает максимальный расход воды из тепловой сети на тепловой пункт путем перекрытия клапана регулятора теплоты на отопление;
- поддерживает требуемый перепад давлений в подающем и обратном трубопроводе тепловых сетей на вводе индивидуальных тепловых пунктов;
- поддерживает заданную температуру воды, которая поступает в систему горячего водоснабжения здания;
- возможность фиксировать различные сезоны реализуется зима, лето, межсезонье и определить алгоритм работы системы для каждого такого периода.

В системе автоматизации реализована очень удобная функция поддержки графика съема тепла, которая нужна для соблюдения температурного графика

Работы по реконструкции подземных ЦТП в городе Нижнекамск уже начаты. Завершение работ по автоматизации технологических процессов в оставшихся ЦТП позволит создать единую систему диспетчеризации, повысить качество коммунальных услуг теплоснабжения и подачи горячей воды, существенно снизить потребление электрической и тепловой энергии.

**Табл. 13.1. Информация по текущему состоянию автоматизации ЦТП АО «Татэнерго» «Нижнекамские тепловые сети»**

№ ЦТП	Автоматическое управление температурой ГВС, контроль параметров	Наличие регулятора для регулирования давления ГВС
ЦТП-1	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-2	-	
ЦТП-4	-	
ЦТП-5	Рег. температуры ГВС прямого действия	
	АРТ-88-100/16	
ЦТП-6	Рег. температуры ГВС прямого действия	
	АРТ-88-100/16	
ЦТП-7	-	
ЦТП-8	Рег. температуры ГВС прямого действия	
	АРТ-88-100/16	
ЦТП-9	Установлен рег. темп. прямого действия	
ЦТП-10	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-11	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-12	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-13	Установлен регулятор ТРМ32 и подключен к поворотному затвору	
ЦТП-14	-	
ЦТП-15	-	
ЦТП-16	Рег. температуры ГВС прямого действия	
	АРТ-88-100/16	
ЦТП-17	Рег. температуры ГВС прямого действия	
	АРТ-88-100/16	
ЦТП-18	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-19	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-20	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-21	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-22	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-23	Автоматизация 2-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-24	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-25	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-26	Поворотный электрозатвор	
	Автоматика МАЯК	
ЦТП-27	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	ЧП Siemens M430
ЦТП-28	Поворотный электрозатвор	
	регулятор ТРМ32	
	Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-29	Автоматизация 1-й этап	
	Поворотный электрозатвор	
ЦТП-30	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-31	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-32	Поворотный электрозатвор	
	Автоматика МАЯК	

№ ЦТП	Автоматическое управление температурой ГВС, контроль параметров	Наличие регулятора для регулирования давления ГВС
ЦТП-33	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-34	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-35	Поворотный электрозатвор регулятор ТРМ32	
ЦТП-36	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-37	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-38	Поворотный электрозатвор Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-39	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-40	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-41	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-42	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	ЧП Siemens M430
ЦТП-43	Установлен рег. темп. прямого действия Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-44	Поворотный электрозатвор Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-45	Поворотный электрозатвор Автоматизация 1-й этап	
ЦТП-46	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	ЧП Siemens M430
ЦТП-47	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-48	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-49	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-50	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-51	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-52	Поворотный электрозатвор регулятор ТРМ32	
ЦТП-53	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-54	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-55	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-56	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-57	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-58	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-59	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-60	Поворотный электрозатвор регулятор ТРМ32	
ЦТП-61	Поворотный электрозатвор регулятор ТРМ32	ЧП Siemens M430
ЦТП-62	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	ЧП Siemens M430
ЦТП-63	Автоматизация 1-й этап Поворотный электрозатвор	
ЦТП-64	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-65	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-66	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
ЦТП-67	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика Диспетчеризация 3 этап	
ЦТП-68	Поворотный электрозатвор	

№ ЦТП	Автоматическое управление температурой ГВС, контроль параметров	Наличие регулятора для регулирования давления ГВС
	регулятор ТРМ32	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-69	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-70	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-71	-	
ЦТП-72	-	
ЦТП-73	-	
ЦТП-74	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-75	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-74	Поворотный электрозатвор Инт/автоматика	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-75	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-76	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-77	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП-78	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП-79	Поворотный электрозатвор	
	регулятор ТРМ32	
	Диспетчеризация 3этап	
ЦТП-80	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП-81	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП-82	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП-83	-	
ЦТП-84	-	
ЦТП-85	-	
ЦТП-86	Поворотный электрозатвор	
	регулятор ТРМ32	
ЦТП-87	Автоматизация 2-й этап	
ЦТП-88	Автоматизация 2-й этап	
ЦТП-89	Автоматизация 2-й этап	
ЦТП-90	Автоматизация 2-й этап	
ЦТП-91	Поворотный электрозатвор	
Ду 100	регулятор ТРМ32	
ЦТП-92	Поворотный электрозатвор	
	регулятор ТРМ32	
ЦТП п. Афанасово	Рег. температуры ГВС прямого действия АРТ-88-100/16	
ЦТП п. Строит.	Рег. температуры ГВС прямого действия	



№ ЦТП	Автоматическое управление температурой ГВС, контроль параметров	Наличие регулятора для регулирования давления ГВС
ЦТП п. Кр.Ключ	-	

### **13.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

В планах развития города предусмотрен ввод жилья и социальных объектов, предполагается увеличение тепловой нагрузки, что приведет к дефициту тепловой энергии.

Для предупреждения кризиса развития, с которым уже начинает сталкиваться город, необходимо провести реконструкцию магистральных сетей теплоснабжения, строительство новых тепловых сетей, перекладку ряда участков тепловых сетей на большие диаметры, реконструкцию ПНС с увеличением мощности перекачивающих насосов.

### **13.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом перед теплоснабжающими организациями города не стоит, в качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного топлива используется мазут марки М-100, поставляемый с расположенного в непосредственной близости нефтеперерабатывающего завода.

Перебои с поставками за последние 15 лет не зафиксированы.

### **13.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, за последние 3 года не выдавались.

## 14 Приложение 1. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
<b>I</b>	<b>Тепловод БСИ</b>											
1	ООО ТРЕСТ "ТСНХРС"	0,560	7,481	0,560	7,481	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	АО "НМУ-3"	0,660	8,810	0,660	8,810	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	АО "НИЖНЕКАМСКРЕСУРСЫ "	0,564	7,537	0,564	7,537	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	АО "ТАИФ-НК"	1,039	13,868	0,085	1,140	0,000	0,000	0,000	0,953	12,728	0,000	0,000
5	ООО "НП "ЦМА"	0,701	9,364	0,701	9,364	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	АО "СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"	1,176	14,697	1,176	14,697	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	ООО "КЭМ"	0,209	3,311	0,052	0,694	0,157	2,617	0,021	0,000	0,000	0,000	0,000
8	Прочие	1,077	13,766	1,077	13,766	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	<b>Итого по тепловоду БСИ (сети НкТС),</b>	<b>5,986</b>	<b>78,834</b>	<b>4,876</b>	<b>63,489</b>	<b>0,157</b>	<b>2,617</b>	<b>0,021</b>	<b>0,953</b>	<b>12,728</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
	<b>в том числе</b>											
1	Социально-значимые потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Население	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Прочие	5,986	78,834	4,876	63,489	0,157	2,617	0,000	0,953	12,728	0,000	0,000
	<b>в том числе</b>											
1	Потребители от ЦТП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Потребители от ИВВП	0,157	2,617	0,000	0,000	0,157	2,617	0,021	0,953	12,728	0,000	0,000
<b>II</b>	<b>Ф-л АО "ТГК-16"(ПТК-1)- Г1</b>											
1	ООО "ФК "НЕФТЕХИМИК"	0,781	11,472	0,325	4,334	0,316	5,268	0,0585	0,140	1,869	0,000	0,000
2	ООО УК "ЖИЛЬЁ"	127,845	1839,124	70,809	945,375	57,036	893,749	38,0757	0,000	0,000	0,000	0,000
3	ООО УК "ЖИЛЬЁ"	1,191	17,460	0,616	8,220	0,575	9,240	0,1266	0,000	0,000	0,000	0,000
4	МУП "ГЭТ"	1,530	20,429	1,530	20,429	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	АО "НК ТАПП"	0,518	6,469	0,518	6,469	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	ИП Николаев Андрей Евгеньевич	1,166	15,606	1,155	15,415	0,011	0,190	0,0010	0,000	0,000	0,000	0,000
7	АО "ТАНДЕР"	1,450	18,602	0,560	7,477	0,000	0,000	0,000	0,890	11,125	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
8	ООО "СТАР СИТИ МОЛЛ"	2,640	35,494	0,503	6,716	0,077	1,275	0,0090	2,060	27,503	0,000	0,000
9	ООО "АМЕТИСТ"	1,390	17,373	1,390	17,373	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	МБОУ "ЛИЦЕЙ № 14" НМР РТ	0,720	9,455	0,603	7,536	0,118	1,919	0,0267	0,000	0,000	0,000	0,000
11	МБОУ "СОШ № 8" НМР РТ	0,613	8,454	0,439	5,863	0,091	1,485	0,0161	0,083	1,107	0,000	0,000
12	МБОУ "СОШ №19" НМР РТ	0,607	8,345	0,526	7,028	0,081	1,317	0,0205	0,000	0,000	0,000	0,000
13	ГАПОУ "НИЖНЕКАМСКИЙ ПЕДАГОГИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ"	0,853	12,059	0,611	8,152	0,243	3,907	0,0923	0,000	0,000	0,000	0,000
14	УПРАВЛЕНИЕ МВД РОССИИ ПО НИЖНЕКАМСКОМУ РАЙОНУ	0,949	12,757	0,881	11,766	0,028	0,456	0,0014	0,040	0,534	0,000	0,000
15	ГАПОУ "НКТИ"	1,293	17,301	1,092	14,040	0,201	3,261	0,0635	0,000	0,000	0,000	0,000
16	ГАПОУ "НПК ИМ.Е.Н. КОРОЛЁВА"	0,758	10,246	0,551	6,892	0,207	3,354	0,0581	0,000	0,000	0,000	0,000
17	ГАПОУ "НИТ"	0,530	6,749	0,493	6,163	0,037	0,586	0,0165	0,000	0,000	0,000	0,000
18	ПАО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАШИНА	0,946	13,509	0,634	8,459	0,313	5,051	0,1067	0,000	0,000	0,000	0,000
19	ТСЖ "МОЛОДЕЖНОЕ"	0,729	10,546	0,382	5,101	0,347	5,445	0,1115	0,000	0,000	0,000	0,000
20	ООО "УК "ЖИЛИЩНЫЙ ФОНД"	1,523	22,742	0,794	10,603	0,728	12,139	0,2239	0,000	0,000	0,000	0,000
21	НАСЕЛЕНИЕ МКД ТСЖ "ХИМИКОВ, 38"	0,713	9,874	0,544	7,262	0,169	2,612	0,0530	0,000	0,000	0,000	0,000
22	МБДОУ "ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЕНКА - ДЕТСКИЙ САД №97 "КУЧТЭНЭЧ" НМР РТ	0,534	7,797	0,238	3,181	0,232	3,765	0,0645	0,064	0,851	0,000	0,000
23	НАСЕЛЕНИЕ МКД ХИМИКОВ 21	0,622	8,816	0,393	5,246	0,229	3,570	0,0655	0,000	0,000	0,000	0,000
24	МБДОУ "ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЕНКА -	0,586	8,605	0,277	3,700	0,235	3,915	0,0774	0,074	0,989	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
	ДЕТСКИЙ САД №98 "КАЛЕЙДОСКОП" НМР РТ											
25	ООО "ГУК "ПОВОЛЖЬЕ"	0,587	8,652	0,286	3,821	0,301	4,831	0,1214	0,000	0,000	0,000	0,000
26	АО "ВК И ЭХ"	0,680	8,988	0,615	7,683	0,065	1,305	0,0097	0,000	0,000	0,000	0,000
27	Прочие	18,842	262,523	12,610	161,870	5,722	93,726	1,068	0,509	6,927	0,000	0,000
	<b>Итого по тепловоду ф-ла АО "ТГК-16"(ПТК-1)- Г1, в том числе:</b>	<b>170,594</b>	<b>2 429,446</b>	<b>99,373</b>	<b>1 316,174</b>	<b>67,361</b>	<b>1 062,366</b>	<b>40,467</b>	<b>3,860</b>	<b>50,905</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
1	Социально-значимые потребители	<b>12,516</b>	<b>174,593</b>	<b>8,386</b>	<b>108,517</b>	<b>3,716</b>	<b>60,551</b>	<b>0,994</b>	<b>0,414</b>	<b>5,525</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
2	Население	<b>136,855</b>	<b>1967,138</b>	<b>76,725</b>	<b>1 022,777</b>	<b>60,130</b>	<b>944,361</b>	<b>38,972</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
3	Прочие	<b>21,223</b>	<b>287,714</b>	<b>14,262</b>	<b>184,880</b>	<b>3,515</b>	<b>57,454</b>	<b>0,501</b>	<b>3,446</b>	<b>45,380</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
	<b>в том числе</b>											
1	Потребители от ЦТП	<b>64,866</b>	<b>1021,289</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>64,866</b>	<b>1 021,289</b>	<b>39,862</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
2	Потребители от ИВВП	<b>2,495</b>	<b>41,077</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>2,495</b>	<b>41,077</b>	<b>0,606</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
<b>III</b>	<b>Тепловод ф-ла АО "ТГК-16"(ПТК-1)- Г2</b>											
1	УСД В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН	0,732	9,873	0,165	2,204	0,029	0,486	0,00185	0,538	7,183	0,000	0,000
2	ТСЖ "ВАХИТОВА 14"	4,279	60,554	2,293	30,613	1,986	29,941	0,82290	0,000	0,000	0,000	0,000
3	ООО УК "ЭЙБЭТ"	173,577	2481,938	96,062	1 289,301	77,355	1 190,498	28,89640	0,160	2,139	0,000	0,000
4	ООО УК "ЖИЛЬЁ"	3,655	50,077	2,457	31,638	1,197	18,439	0,39468	0,000	0,000	0,000	0,000
5	ТСЖ "ЛЕСНОЙ КВАРТАЛ"	1,226	18,179	0,427	5,700	0,662	10,651	0,10062	0,137	1,829	0,000	0,000
6	ООО "КОМБИНАТ ЗДОРОВЬЯ"	0,979	15,317	0,178	2,382	0,801	12,935	0,31046	0,000	0,000	0,000	0,000
7	ЧУСК "ШИННИК" ИМ.Н.А. ЗЕЛЕНОВА	0,812	10,708	0,797	10,468	0,015	0,240	0,01155	0,000	0,000	0,000	0,000
8	ГАУЗ НДРБ С ПЦ	2,785	36,386	1,853	23,175	0,413	6,724	0,10248	0,519	6,488	0,000	0,000
9	МБУ "КСК "ИЛЬИНКА"	1,641	23,390	0,450	6,005	0,446	7,440	0,00159	0,545	7,275	0,200	2,670
10	АО "ТАНДЕР"	0,951	11,891	0,036	0,453	0,000	0,000	0,00000	0,915	11,438	0,000	0,000
11	ГАУЗ "НЦРМБ"	0,556	7,665	0,437	5,749	0,119	1,916	0,04146	0,000	0,000	0,000	0,000
12	МБОУ "СОШ №27" НМР РТ	0,639	8,629	0,510	6,523	0,129	2,106	0,02800	0,000	0,000	0,000	0,000
13	МБОУ "ГИМНАЗИЯ №22" НМР РТ	0,594	8,243	0,413	5,517	0,107	1,738	0,02636	0,074	0,988	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
14	МБОУ "ГИМНАЗИЯ №25" НМР РТ	0,952	13,055	0,836	11,155	0,116	1,900	0,02687	0,000	0,000	0,000	0,000
15	МБОУ "СОШ №16" НМР РТ	0,522	7,217	0,441	5,881	0,082	1,336	0,01817	0,000	0,000	0,000	0,000
16	МБОУ "СОШ №10" НМР РТ	0,648	9,021	0,477	6,370	0,121	1,985	0,02482	0,050	0,666	0,000	0,000
17	МБОУ "ЛИЦЕЙ № 35" НМР РТ	0,728	9,391	0,650	8,123	0,078	1,268	0,02327	0,000	0,000	0,000	0,000
18	МАУ "ЦКИ "БАЗА"	0,646	8,708	0,620	8,278	0,026	0,430	0,00131	0,000	0,000	0,000	0,000
19	МБОУ "СОШ № 21" НМР РТ	0,618	8,520	0,530	7,073	0,089	1,447	0,01951	0,000	0,000	0,000	0,000
20 21	МБОУ "СОШ №7" НМР РТ МБОУ "СРЕДНЯЯ ОБЩЕОБРАЗОВАТЕЛЬНА Я ШКОЛА № 15 УГЛУБЛЕННЫМ ИЗУЧЕНИЕМ	0,568 0,619	7,892 8,105	0,467 0,517	6,241 6,463	0,101 0,102	1,652 1,643	0,01535 0,03343	0,000 0,000	0,000 0,000	0,000 0,000	0,000 0,000
	ОТДЕЛЬНЫХ ПРЕДМЕТОВ"											
22	УПРАВЛЕНИЕ ЗЕМЕЛЬНЫХ И ИМУЩЕСТВЕННЫХ ОТНОШЕНИЙ	0,939	13,324	0,659	8,793	0,280	4,531	0,08836	0,000	0,000	0,000	0,000
23	ООО "ЛЕНТА"	2,820	37,360	0,258	3,444	0,455	7,583	0,00179	2,107	26,333	0,000	0,000
24	ООО "УЭЖ"	12,056	176,289	6,403	85,482	5,653	90,807	1,33732	0,000	0,000	0,000	0,000
25	ПАО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАШИНА	0,856	12,067	0,242	3,234	0,217	3,546	0,07787	0,396	5,286	0,000	0,000
26	АО "ЭССЕН ПРОДАКШН АГ"	0,606	8,240	0,216	2,885	0,059	0,938	0,03126	0,331	4,417	0,000	0,000
27	МБУ "ЦЕНТР "КАМСКИЙ АРТЕК"	0,538	7,342	0,490	6,541	0,048	0,801	0,00308	0,000	0,000	0,000	0,000
28	ИП ХАЛИКОВА РОЗАЛИЯ МАГРУПОВНА	0,607	8,104	0,362	4,833	0,000	0,000	0,00000	0,245	3,271	0,000	0,000
29	ООО "УКН"	1,931	25,776	0,578	7,714	0,000	0,000	0,00000	1,353	18,062	0,000	0,000
30	Прочие	22,560	322,080	14,995	199,612	6,879	113,336	1,504	0,686	9,133	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
	<b>Итого по тепловоду Ф-л АО "ТГК-16"(ПТК-1)- Г2, в том числе:</b>	<b>240,640</b>	<b>3 425,340</b>	<b>134,819</b>	<b>1 801,846</b>	<b>97,566</b>	<b>1 516,316</b>	<b>33,944</b>	<b>8,056</b>	<b>104,508</b>	<b>0,200</b>	<b>2,670</b>
1	Социально-значимые потребители	23,355	320,809	15,848	204,180	5,821	94,599	1,473	1,486	19,360	0,200	2,670
2	Население	195,542	2800,925	107,800	1 448,107	87,049	1 343,563	31,562	0,693	9,255	0,000	0,000
3	Прочие	21,743	303,606	11,170	149,559	4,696	78,154	0,717	5,877	75,893	0,000	0,000
	<b>в том числе:</b>											
1	Потребители от ЦТП	87,998	1362,510	0,000	0,000	87,998	1 362,510	31,730	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Потребители от ИВВП	9,568	153,807	0,000	0,000	9,568	153,807	2,214	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>IV</b>	<b>Тепловод ООО "Нк ТЭЦ"- МЗ</b>											
1	ООО "ФК "НЕФТЕХИМИК"	1,397	18,703	1,383	18,468	0,014	0,235	0,00077	0,000	0,000	0,000	0,000
2	ООО УК "ЖКХ АФАНАСОВО"	5,009	77,706	1,745	23,301	3,264	54,406	0,59692	0,000	0,000	0,000	0,000
3	ТСЖ "ЖИЛБЫТКОМ"	0,579	8,213	0,396	5,290	0,183	2,923	0,04641	0,000	0,000	0,000	0,000
4	ТСЖ "ХИМИКОВ 53/1"	0,617	8,685	0,425	5,680	0,192	3,005	0,04953	0,000	0,000	0,000	0,000
5	НП "ЖКУ"	1,137	16,932	0,588	7,854	0,549	9,079	0,15015	0,000	0,000	0,000	0,000
6	ТСЖ "МИРА 14"	1,914	27,807	1,101	14,701	0,813	13,106	0,29634	0,000	0,000	0,000	0,000
7	ТСЖ "ВАХИТОВА 14"	0,961	14,408	0,397	5,302	0,564	9,106	0,18876	0,000	0,000	0,000	0,000
8	ТСЖ "НАВИГАТОР"	1,455	19,016	0,946	11,829	0,110	1,867	0,03356	0,398	5,320	0,000	0,000
9	ООО УК "ЭЙБЭТ"	140,748	2021,918	74,716	996,869	66,032	1 025,049	21,27900	0,000	0,000	0,000	0,000
10	ООО УК "ЭЙБЭТ"	5,626	81,851	3,509	46,710	2,117	35,141	0,56133	0,000	0,000	0,000	0,000
11	ООО УК "ЖИЛЬЁ"	77,581	1113,741	44,706	600,795	32,875	512,946	10,65100	0,000	0,000	0,000	0,000
12	ООО УК "ЖИЛЬЁ"	71,980	1050,571	41,028	552,771	30,952	497,800	9,49830	0,000	0,000	0,000	0,000
13	ПАО "ТАТТЕЛЕКОМ"	0,688	8,588	0,684	8,515	0,004	0,073	0,00006	0,000	0,000	0,000	0,000
14	ИП МУСТАФИН РАФИС МИННИВАЛИЕВИЧ	7,478	100,199	2,878	38,430	0,113	1,869	0,01395	4,487	59,900	0,000	0,000
15	АО "ТАИФ-НК"	3,933	50,148	1,161	15,503	0,000	0,000	0,00000	2,772	34,645	0,000	0,000
16	ООО "ТЕРРА ПАРК"	0,686	9,969	0,481	6,112	0,123	2,042	0,00629	0,082	1,816	0,000	0,000
17	ООО "КПБ"	0,952	11,898	0,952	11,898	0,000	0,000	0,00000	0,000	0,000	0,000	0,000
18	ГАПОУ "НМК"	1,101	15,130	0,947	12,637	0,155	2,493	0,08448	0,000	0,000	0,000	0,000
19	ГАУЗ "НЦРМБ"	5,844	81,102	3,651	48,351	1,242	20,056	0,44145	0,951	12,694	0,000	0,000
20	МБОУ "СОШ №26" НМР РТ	0,533	7,350	0,447	5,967	0,086	1,383	0,03176	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
21	МБОУ "ГИМНАЗИЯ № 2" НМР РТ	1,043	14,096	0,844	11,263	0,054	0,898	0,00348	0,145	1,935	0,000	0,000
22	МБОУ "СОШ № 12" НМР РТ	0,533	7,305	0,472	6,302	0,061	1,004	0,01222	0,000	0,000	0,000	0,000
23	МБОУ "ГИМНАЗИЯ №32" НМР РТ	1,133	14,754	0,839	10,484	0,119	1,939	0,03321	0,175	2,331	0,000	0,000
24	МБОУ "СОШ № 28" НМР РТ	0,780	10,050	0,703	8,784	0,077	1,266	0,01153	0,000	0,000	0,000	0,000
25	ГБОУ "ТАТАРСТАНСКИЙ КАДЕТСКИЙ КОРПУС ПФО ИМ. ГЕРОЯ СОВЕТСКОГО СОЮЗА ГАНИ САФИУЛЛИНА"	0,607	8,233	0,558	7,454	0,049	0,779	0,02307	0,000	0,000	0,000	0,000
26	МБОУ ЛИЦЕЙ № 31 ИМЕНИ А. А. ШАПОВАЛОВА НМР РТ	1,115	13,882	0,982	11,713	0,132	2,169	0,02512	0,000	0,000	0,000	0,000
27	МБОУ "СОШ №11" НМР РТ	0,548	7,166	0,466	5,824	0,082	1,342	0,01920	0,000	0,000	0,000	0,000
28	МБОУ "СОШ №29" НМР РТ	1,306	17,899	0,962	12,845	0,150	2,464	0,02767	0,194	2,590	0,000	0,000
29	ООО "АГРОТОРГ"	0,510	6,793	0,510	6,793	0,000	0,000	0,00000	0,000	0,000	0,000	0,000
30	ООО "УЭЖ"	0,775	11,378	0,464	6,191	0,311	5,187	0,10358	0,000	0,000	0,000	0,000
31	МБДОУ "ДЕТСКИЙ САД №94 "СОЕНЕЧ" НМР РТ	0,593	8,342	0,260	3,250	0,225	3,651	0,07040	0,108	1,441	0,000	0,000
32	МБУ "ТЕАТР ЮНОГО ЗРИТЕЛЯ"	0,676	9,497	0,156	2,077	0,141	2,357	0,00053	0,379	5,063	0,000	0,000
33	АО "СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"	0,991	12,391	0,991	12,391	0,000	0,000	0,00000	0,000	0,000	0,000	0,000
34	ФГБОУ ВО "КНИТУ"	1,356	18,245	1,310	17,484	0,047	0,761	0,01166	0,000	0,000	0,000	0,000
35	ГАПОУ "КНН ИМ. Н.В.ЛЕМАЕВА"	1,305	16,810	1,170	14,630	0,134	2,180	0,18626	0,000	0,000	0,000	0,000
36	АО "ТАНЕКО"	0,751	9,839	0,644	8,054	0,107	1,785	0,07660	0,000	0,000	0,000	0,000
37	МБОУ "СОШ №36" НМР РТ	1,257	10,351	0,250	3,334	0,330	5,500	0,01540	0,678	1,518	0,000	0,000
38	ООО "УК "РСК"	2,960	44,980	1,314	17,548	1,646	27,432	0,70200	0,000	0,000	0,000	0,000
39	ИП АСАНОВ АЛЕКСЕЙ ЮРЬЕВИЧ	0,798	10,669	0,791	10,566	0,006	0,103	0,00007	0,000	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
40	ООО "УК "ЖИЛИЩНЫЙ ФОНД"	19,277	289,929	9,455	126,234	9,822	163,695	2,90679	0,000	0,000	0,000	0,000
41	ПАО "ТАТНЕФТЬ" ИМ. В.Д. ШАШИНА	0,617	8,759	0,431	5,754	0,186	3,006	0,06386	0,000	0,000	0,000	0,000
42	МБОУ "МНОГОПРОФИЛЬНЫЙ ЛИЦЕЙ №37" НМР РТ	0,622	11,386	0,280	3,737	0,330	5,500	0,06204	0,012	2,149	0,000	0,000
43	МБДОУ "ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЕНКА - ДЕТСКИЙ САД №96 "ЕЛМАЮ" НМР РТ	0,504	7,399	0,238	3,181	0,202	3,367	0,00177	0,064	0,850	0,000	0,000
44	МБДОУ "ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЕНКА - ДЕТСКИЙ САД №99 "КУБЭЛЭК" НМР РТ	0,542	7,735	0,238	3,178	0,240	3,703	0,07826	0,064	0,854	0,000	0,000
45	ИП БОКОВ ТИМУР ВЛАДИМИРОВИЧ	0,540	7,223	0,534	7,133	0,005	0,090	0,00008	0,000	0,000	0,000	0,000
46	МБОУ "АДЫМНАР- НИЖНЕКАМСК"	3,375	47,519	0,758	10,120	0,742	12,367	0,07767	1,333	17,800	0,542	7,232
47	МБОУ "ЛИЦЕЙ №38" НМР РТ	2,470	33,913	0,619	8,263	0,282	4,703	0,02341	1,340	17,892	0,229	3,054
48	Прочие	44,484	627,836	28,838	373,009	13,113	221,015	2,416	2,254	30,091	0,279	3,722
	<b>Итого по тепловоду ООО "Нк ТЭЦ"-МЗ, в том числе:</b>	<b>421,688</b>	<b>6 038,316</b>	<b>237,219</b>	<b>3 154,580</b>	<b>167,986</b>	<b>2 670,839</b>	<b>50,882</b>	<b>15,434</b>	<b>198,889</b>	<b>1,049</b>	<b>14,009</b>
1	Социально-значимые потребители	<b>42,959</b>	<b>590,127</b>	<b>25,377</b>	<b>329,491</b>	<b>10,588</b>	<b>172,785</b>	<b>2,692</b>	<b>6,224</b>	<b>77,564</b>	<b>0,770</b>	<b>10,287</b>
2	Население	<b>336,920</b>	<b>4873,091</b>	<b>185,661</b>	<b>2 483,835</b>	<b>150,861</b>	<b>2 383,936</b>	<b>47,487</b>	<b>0,398</b>	<b>5,320</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
3	Прочие	<b>41,809</b>	<b>575,098</b>	<b>26,181</b>	<b>341,254</b>	<b>6,537</b>	<b>114,118</b>	<b>0,703</b>	<b>8,812</b>	<b>116,005</b>	<b>0,279</b>	<b>3,722</b>
	<b>в том числе:</b>											
1	Потребители от ЦТП	<b>114,913</b>	<b>1800,197</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>114,913</b>	<b>1 800,197</b>	<b>35,350</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
2	Потребители от ИВВП	<b>52,510</b>	<b>855,026</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>53,073</b>	<b>870,642</b>	<b>15,532</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>



№ п/п	Наименование потребителей	Максимально- часовые нагрузки		в том числе:								
				Отопление		ГВС		ГВС среднечас ов ая	Вентиляция		Технология	
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч
V 1 2 3	Всего по источнику теплоты, в том числе: Ф-л	838,909	11 971,935	476,287	6 336,089	333,070	5 252,138	125,314	28,303	367,030	1,249	16,679
	АО "ТГК-16"(ПТК-1)	417,221	5 933,619	239,068	3 181,509	165,084	2 581,299	74,432	12,869	168,141	0,200	2,670
	ООО "Нк ТЭЦ"	421,688	6 038,316	237,219	3 154,580	167,986	2 670,839	50,882	15,434	198,889	1,049	14,009
	в том числе:	78,830	1 085,529	49,611	642,188	20,125	327,935	5,159	8,124	102,449	0,970	12,957
	Социально-значимые	669,317	9 641,154	370,186	4 954,719	298,040	4 671,860	118,021	1,091	14,575	0,000	0,000
	потребители Население	90,762	1 245,252	56,489	739,182	14,905	252,343	1,920	19,088	250,005	0,279	3,722
	Прочие											

## **Приложение 2. Расчет экономического эффекта в сетях НКТС при переходе на ИВВП ГВС**

В г. Нижнекамске производство горячей воды осуществляется в 95 ЦТП.

Установка ИВВП ГВС в системах горячего водоснабжения сопровождается выводом из эксплуатации сетей горячего водоснабжения и соответственно исключением объемов потерь по этим сетям.

Фактические потери по тепловым сетям по г.Нижнекамск за 2023 год составили 526 566 Гкал, в том числе по сетям АО «ВКиЭХ» 357 259 Гкал.

Для определения объективной величины сокращения объемов потерь по сетям ГВС, планируемых к выводу из эксплуатации за основу приняты фактические данные за 2023 год. 2024 год является переходным, а также с большим количеством аварий и значительным количеством отключений горячего водоснабжения от ЦТП в городе Нижнекамск.

Снятие показаний ПУ в жилых многоквартирных домах г. Нижнекамска производится 21 числа расчетного месяца. Таким образом, расчет количества потребленной тепловой энергии потребителями, находящихся в жилых и многоквартирных домах производится за период с 21 предыдущего по 20 число расчетного месяца.

Порядок расчета:

1. В условиях разных сроков съема показаний с приборов учета (в частности в рассматриваемый ниже летний период) у потребителей (21 число) и в ЦТП (26 число) может привести к несоответствию по количеству дней отпуска в ЦТП (с 26.05.2023 по 25.08.2023) и потребления ГВС (с 21.05.2023 по 20.08.2023). Это связано с проведением ежегодных ремонтных работ в сетях ГВС. Поэтому, в целях корректного определения фактических потерь в летний период показания приборов учета в ЦТП в летний период приведены к сроку периода реализации тепловой энергии потребителям в жилых многоквартирных домах с 21.05.2023 по 20.08.2023 и составили:

- июнь 28,876 тыс.Гкал

- июль 27,283 тыс.Гкал

- август 30,507 тыс.Гкал

(вместо с 26.05.2023 по 25.08.2023 - 35,639; 32,528; 29,271 тыс.Гкал соответственно)

2. Из полезного отпуска потребителям исключили объем потерь в сетях ГВС по ранее действующему договору с АО «ВКиЭХ» №8038 поставки тепловой энергии для производства горячей воды:

- июнь 16,542 тыс.Гкал ( $23,331 - 9,108 = 16,542$  тыс.Гкал)

- июль 17,777 тыс.Гкал ( $24,557 - 9,108 = 17,777$  тыс.Гкал)

- август 18,567 тыс.Гкал ( $24,367 - 9,108 = 18,567$  тыс.Гкал).

2.1. Фактическая реализация АО «ВКиЭХ» от сетей горячей воды по договору №8038 поставки тепловой энергии для производства горячей воды:

- июнь 14,223 тыс.Гкал ( $23,331 - 9,108 = 14,223$  тыс.Гкал)

- июль 15,449 тыс.Гкал ( $24,557 - 9,108 = 15,449$  тыс.Гкал)

- август 15,259 тыс.Гкал ( $24,367 - 9,108 = 15,259$  тыс.Гкал).

2.2. Реализация АО «Татэнерго» от тепловых сетей (ИВВП ГВС в МКД):

- июнь 2,319 тыс.Гкал ( $16,542 - 14,223 = 2,319$  тыс.Гкал)

- июль 2,327 тыс.Гкал ( $17,776 - 15,449 = 2,327$  тыс.Гкал)

- август 3,308 тыс.Гкал ( $18,567 - 15,259 = 3,308$  тыс.Гкал).

Значение потерь тепловой энергии в сетях ГВС от ЦТП в летний период 28 678 Гкал подтверждено расчетом исходя из фактических данных приборов учета в ЦТП в летний период (без влияния тепловой нагрузки отопления) и данных, предоставленных АО «ВКиЭХ» о реализации компоненты «тепловая энергия в горячей воде» своим потребителям. Расчет потерь в сетях горячей воды в летний период произведен по фактическим данным за 2023 год, тыс. Гкал, представлено в табл. 1

табл. 1 Расчет потерь в сетях горячей воды в летний период по фактическим данным за 2023 год (в тыс. Гкал)

		июнь	июль	август	примечание
1	Отпуск в ЦТП	28,876	27,283	30,507	По показаниям ПУ в ЦТП приведенные за период реализации. Период реализации с 21.05.2023 по 20.08.2023
2 = 2.1.+2.2.	Реализация потребителям всего:	16,542	17,776	18,567	Период съема ПУ с 21.05.2023 по 20.08.2023
2.1.	Реализация АО «Татэнерго» от тепловых сетей (ИВВП ГВС в МКД)	2,319	2,327	3,308	Фактические данные АО «Татэнерго»
2.2.	Реализация АО «ВКиЭХ» от сетей горячей воды дог.8038	14,223	15,449	15,259	Фактические данные по договору с АО «ВКиЭХ» 8038
3=3.1.+3.2.	Потери по факту всего:	12,333	9,507	11,939	Разница между отпуском в ЦТП и реализацией потребителям
3.1.=2.1./2*3	в т. ч. потери по тепловым сетям	1,729	1,245	2,127	Распределено пропорционально объему реализации АО «Татэнерго» и АО «ВКиЭХ»
3.2.=2.2./2*3	в т. ч. по сетям горячей воды	10,604	8,262	9,812	
				Σ28,678	

Потери по сетям от ЦТП составляют:

Июнь:  $28,876 - 16,542 = 12,333$  тыс. Гкал

Июль:  $27,283 - 17,776 = 9,507$  тыс. Гкал

Август:  $30,507 - 18,567 = 11,939$  тыс. Гкал

Ввиду того, что реализация ГВС потребителям осуществляется по объектам как ИТП, распределение объемов потерь на сети отопления и сети ГВС осуществляется пропорционально отпущенным объемам тепловой энергии потребителям:

Июнь:  $2,319 / 16,542 * 12,333 = 1,729$  тыс. Гкал - по сетям отопления (ИВВП ГВС)

$14,223 / 16,542 * 12,333 = 10,604$  тыс. Гкал - по сетям ГВС от ЦТП

Июль:  $2,327 / 17,776 * 9,507 = 1,245$  тыс. Гкал - по сетям отопления (ИВВП ГВС)

$15,449 / 17,776 * 9,507 = 8,262$  тыс. Гкал - по сетям ГВС от ЦТП

Август:  $3,308 / 18,567 * 11,939 = 2,127$  тыс. Гкал - по сетям отопления (ИВВП ГВС)

$15,259 / 18,567 * 11,939 = 9,812$  тыс. Гкал - по сетям ГВС от ЦТП

Для определения годового объема потерь по сетям ГВС применена следующая математическая формула (1):

$28,678 / (92-14) \times (365-14) = 129\,052$  Гкал, где

$28\,678 = (10,604+8,262+9,812) \times 10^3$  – фактический объем потерь тепловой энергии за летний период (строка 3.2. Таблицы), Гкал;

92 - количество дней 3х месяцев лета (июнь, июль, август).

14 – рекомендованный срок ремонтных работ, связанный с прекращением горячего водоснабжения 14 дней (пункт 5.1.5 Постановления Госстроя РФ от 27.09.2003 N 170 "Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда").

«365» - количество дней календарного года.

Таким образом, фактические суммарные потери тепловой энергии по тепловым сетям АО «ВКиЭХ» от ЦТП до потребителей за 2023 год в объеме 357 259 Гкал делятся на потери:

- по сетям ГВС – 129 052 Гкал;

- по сетям отопления – 228 207 Гкал ( $357\,259 - 129\,052 = 228\,207$ ).

Потери по сетям отопления в размере 228 207 Гкал, включают в себя:

36 488 Гкал – нормативные потери от границы раздела до места установки приборов учета в ЦТП, учтенные в общем объеме потерь 357 259 Гкал, выставленных АО «ВКиЭХ» по договору по передаче тепловой энергии.

30 777 Гкал - тепловая энергия с утечкой (потери теплоносителя) в ОЗП:

$$(883\,892 - 158\,271 - 223\,959) * ((92,1 + 48,6) / 2 - 9) / 1000 = 30\,777 \text{ Гкал}$$

где:

883 892 м<sup>3</sup> – фактические потери теплоносителя за 2023 год по сетям «ВКиЭХ»

158 271 м<sup>3</sup> – ориентировочный объем непредъявленной утечки жилищным организациям, принят по факту реализации 2017 года.

223 959 м<sup>3</sup> – фактические потери теплоносителя в МОП (май-сентябрь) за 2023 год по сетям «ВКиЭХ».

92,1 оС и 48,6 оС – средняя температура теплоносителя (Т1 и Т2 соответственно) по всем на входе в ЦТП за отопительный сезон 2023 года.

9 оС – среднегодовая температура холодной воды.

12 990 Гкал – потери тепловой энергии с утечкой (потери теплоносителя) в МОП:

$$223\,959 * ((79,8 + 54,2) / 2 - 9) / 1000 = 12\,990 \text{ Гкал}$$

79,8 оС и 54,2 оС – средняя температура теплоносителя (Т1 и Т2 соответственно) по всем в ЦТП на входе в межотопительный сезон 2023 года.

9 оС – среднегодовая температура холодной воды.

8 502 Гкал – потери тепловой энергии по сетям отопления от ЦТП в МОП. Из таблицы 1:

3.1.=2.1./2*3	в т. ч. потери по тепловым сетям	1,729	1,245	2,127
---------------	----------------------------------	-------	-------	-------

$$(1,729 + 1,245 + 2,127) / 3 * 5 = 8\,502 \text{ Гкал}$$

Истинные потери тепловой энергии через тепловую изоляцию после ЦТП в ОЗП составят:

$$228\,207 - 36\,488 - 30\,777 - 12\,990 - 8\,502 = 139\,450 \text{ Гкал}$$

Доля по прямому трубопроводу:  $139\,450 * 60,2 / (60,2 + 47,6) = 77\,875 \text{ Гкал}$

Где 60,2 оС и 47,6 оС – средняя температура горячей воды (Т1 и Т2 соответственно) по всем из ЦТП на выходе.

$$\text{Доля по обратному трубопроводу: } 139\,450 - 77\,875 = 61\,575 \text{ Гкал}$$

Так как сети теплоснабжения будут работать круглый год, то есть дополнительно 138 дней работы сетей в МОП (с учетом изменения температурного графика), дополнительный объем потерь составит 104 718 Гкал:

на подающем трубопроводе:

$$77\,875 \text{ Гкал} / 213 \text{ дн} * 138 \text{ дн} * (79,8 - 9,34) / (60,2 - 4,2) = 63\,482 \text{ Гкал}$$

на обратном трубопроводе:

$$61\,575 \text{ Гкал} / 213 \text{ дн} * 138 \text{ дн} * (54,2-9,34)/(47,6-4,2) = 41\,236 \text{ Гкал}$$

Итоговые потери по тепловым сетям по г.Нижнекамск после перехода на ИТП составят:

$$526\,566 \text{ Гкал} - 129\,052 + 104\,718 = 502\,232 \text{ Гкал}$$

где

526 566 Гкал – фактические потери НКТС (в том числе по купленным сетям АО «ВКиЭХ») по тепловым сетям г.Нижнекамска за 2023 год;

129 052 Гкал – фактические потери по сетям ГВС от ЦТП до потребителей за 2023 год;

104 718 Гкал – увеличение объема потерь по сетям отопления в МОП.

Таким образом, потери тепловой энергии в сетях НКТС при переходе на ИВВП ГВС составят ориентировочно 502 232 Гкал, что ниже состоявшегося факта потерь за 2023 год фактических потерь на 24 334 Гкал или 4,62 %.

В денежном выражении в тарифах 2 полугодия 2025 года (979,20 руб/Гкал) снижение потерь составит 23,8 млн.руб. без НДС.

Исключение потерь холодной воды в объеме 990,8 тыс. куб м на сумму 34,6 млн.руб. без НДС в год (в тарифах 2 полугодия 2025 года 34,91 руб/куб.м).

Исключение затрат на водоотведение в объеме 990,8 тыс.куб м на сумму 24,0 млн.руб. без НДС в год (в тарифах 2 полугодия 2025 года 24,27 руб/куб.м).

Уход ответственности за качество ГВС в жилом доме приведет к исключению проведения существующих обращений от УК о проведении перерасчетов по недопоставке ГВС в части отключений и несоответствия температур ГВС от ЦТП. Прогнозируемая годовая сумма недопоставки составляет 31,5 млн.руб. без НДС в год.

Суммарный годовой экономический эффект составит:

$$23,8 + 34,6 + 24,0 + 31,5 = 113,9 \text{ млн. руб. без НДС}$$