



Актуализация схемы теплоснабжения
г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года

Обосновывающие материалы

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

1802Р-ОМ.01.001-А2021

Том 2.

Разработчик:

ООО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОТЕХАУДИТ»

Генеральный директор:

Поленов А.Л.

г. Набережные Челны
2020

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1802-УЧ.001-А2021	Утверждаемая часть. Актуализация схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2020 год на период до 2035 года .	
2	1802Р-ОМ.01.001-А2021	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	1802Р-ОМ.01.002-А2021	Глава 1 Приложение 1.Характеристика тепловых сетей	
4	1802Р-ОМ.02.001-А2021	Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	
5	1802Р-ОМ.03.001-А2021	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
6	1802Р-ОМ.03.002-А2021	Глава 3 Приложение 3.1. Инструкция пользователя	
7	1802Р-ОМ.03.003-А2021	Глава 3 Приложение 3.2. Руководство оператора	
8	1802Р-ОМ.03.004-А2021	Глава 3 Приложение 3.3. Альбом тепловых камер и павильонов	
9	1802Р-ОМ.04.001-А2021	Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
10	1802Р-ОМ.05.001-А2020	Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	
11	1802Р-ОМ.06.001-А2021	Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
12	1802Р-ОМ.07.001-А2021	Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	1802Р-ОМ.08.001-А2021	Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	
14	1802Р-ОМ.09.001-А2021	Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
15	1802Р-ОМ.10.001-А2021	Глава 10. Перспективные топливные балансы	
16	1802Р-ОМ.11.001-А2021	Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	
17	1802Р-ОМ.12.001-А2021	Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
18	1802Р-ОМ.13.001-А2021	Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
19	1802Р-ОМ.14.001-А2021	Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	
20	1802Р-ОМ.15.001-	Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих	

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
	A2021	организаций	
21	1802Р-ОМ.16.001-A2021	Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	
22	1802Р-ОМ.17.001-A2021	Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	
23	1802Р-ОМ.18.001-A2021	Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	

Оглавление

Состав проекта.....	2	
Перечень таблиц.....	12	
Перечень рисунков.....	19	
1	Функциональная структура системы теплоснабжения.	21
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	24
1.2	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	33
1.3	Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения	35
1.4	Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	38
2	Источники тепловой энергии.	39
2.1	Источник комбинированной выработки - Набережночелнинская ТЭЦ.....	39
2.1.1	Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	44
2.1.2	Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.	44
2.1.3	Эксплуатационные показатели основного оборудования источника комбинированной выработки.....	45
2.1.4	Информация по конкурентному отбору мощности источника комбинированной выработки.....	45
2.1.5	Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ, суммарная установленная мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов.	50
2.1.6	Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки.	55
2.1.7	Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки.	60
2.1.8	Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенной в тепловые сети от источника комбинированной выработки.	60
2.1.9	Статистика отказов и восстановлений оборудования источника комбинированной выработки тепловой энергии.	64
2.1.10	Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств.....	65
2.1.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	66

2.1.12	Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.....	66
2.1.13	Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	67
2.1.14	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	68
2.1.15	Эксплуатационные показатели функционирования источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	68
2.2	Котельный цех БСИ.	69
2.2.1	Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ.	72
2.2.2	Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ.	74
2.2.3	Схема выдачи тепловой мощности котельной.	74
2.2.4	Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.	75
2.2.5	Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.	76
2.2.6	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.	76
2.2.7	Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.	77
2.2.8	Сведения о предписаниях, выданных надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной.	77
2.2.9	Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе.	77
2.2.10	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	78
2.2.11	Эксплуатационные показатели функционирования котельной КЦ БСИ.	78
2.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».	80
2.3.1	Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	82
2.3.2	Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	84

2.3.3	Схема выдачи тепловой мощности котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	85
2.3.4	Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	86
2.3.5	Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в водяные тепловые сети.	87
2.3.6	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	87
2.3.7	Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.	88
2.3.8	Сведения о предписаниях, выданных надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	88
2.3.9	Проектный и установленный топливный режим котельной ООО «КамгэсЗЯБ», сведения о резервном топливе.	88
2.3.10	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии котельной ООО «КамгэсЗЯБ» города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	89
2.3.11	Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	89
3	Тепловые сети, сооружения на них.	91
3.1	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.	91
3.2	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	97
3.3	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	97
3.3.1	Общая характеристика тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» за 2019год.	97
3.3.2	Общая характеристика тепловых сетей ООО «КАМАЗ–ЭНЕРГО» за 2019год.	99
3.3.3	Общая характеристика тепловых сетей ООО «ТСЗВ» за 2019г.	100
3.3.4	Общая характеристика сетей ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019г.	100
3.4.	Количество и средняя тепловая мощность центральных тепловых пунктов.	101
3.4.1.	Количество и средняя тепловая мощность ИТП, доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям с открытой схемой водоразбора на нужды ГВС.	102

3.5.	Типы и оборудование насосных станций.	102
3.5.1.	Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС» на 2019 год.	102
3.6.	Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.	105
3.7.	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	105
3.8.	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	106
3.9.	Описание основных схем присоединения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям.	106
3.10.	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.	107
3.10.1.	Сведения об оснащении приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС».	107
3.10.2.	ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».	107
3.11.	Описание уровня автоматизации насосных станций и тепловых пунктов.	108
3.12.	Описание устройств защиты тепловых сетей от превышения давления.	109
3.13.	Описание результатов испытаний тепловых сетей.	110
3.13.1.	Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС».	110
3.14.	Предписания, выданные контрольно - надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей.	113
3.15.	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	113
3.16.	Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.	114
3.16.1.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	114
3.16.2.	Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС».	115
3.16.3.	Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети ООО «КамгэсЗЯБ».	117
3.17	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии, теплоносителя.	119
4.	Зоны действия источников тепловой энергии.	123
4.1.	Набережночелнинская ТЭЦ.	123

4.2.	Котельный цех БСИ.	124
4.3.	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».	124
	Зона действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлена на Рис. 4.3.	125
4.4.	Результаты расчётов радиуса эффективного теплоснабжения.	129
5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	134
5.4.	Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ.	142
5.5.	Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	150
5.6.	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки.	151
5.7.	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	151
5.8.	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	153
6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.	154
6.1.	Описание величины потребления тепловой энергии от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.	154
6.2.	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя. Резервы и дефициты пропускной способности тепловых сетей при передаче тепловой энергии от источника к потребителю.	160
6.3.	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	168
7.	Балансы теплоносителя.	169
7.1.	Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».	169
7.2.	Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «КамгэсЗЯБ».	172
7.3.	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	173
8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	174
8.1.	Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника	

тепловой энергии.....	174
8.1.1. Набережночелнинская ТЭЦ.	174
8.1.2. Котельный цех БСИ.	175
8.1.3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».	177
8.2. Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями.....	178
8.2.1. Набережночелнинская ТЭЦ.....	178
8.2.2. Котельный цех БСИ.....	180
8.2.3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	180
8.3. Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	180
8.4. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	181
8.5. Описание использования местных видов топлива.....	182
8.6. Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива.	182
9. Надежность теплоснабжения.	183
9.1. Надежность функционирования системы.....	183
9.2. Основные расчетные зависимости.	184
9.3. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.	189
9.4. Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	191
9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	197
9.6. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	197
10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	198
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей	

организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	198
10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	202
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	203
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	203
11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	207
11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения	213
11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	217
12. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города	219
12.1. Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ на водосборные, в поверхностные и подземные водные объекты	219
12.2. Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлива на каждом объекте теплоснабжения	220
12.3. Описание источников выделения и выбросов загрязняющих веществ.	221
12.3.1. Источники выбросов загрязняющих веществ Набережночелнинской ТЭЦ	221
12.3.2. Источники выбросов загрязняющих веществ котельного цеха БСИ	225
12.4. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, их очистка и утилизация.	227
12.5. Источники загрязнения атмосферы.	229
12.6. Сведения о залповых и аварийных выбросах	229
12.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	231
12.7.1. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ	236
12.7.2. Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета нормативов ПДВ	236
12.7.3. Проведение расчетов рассеивания и определения приземных концентраций	237
12.7.4. Исходные данные для расчета.	237

12.7.5.	Данные расчетов рассеивания вредных (загрязняющих) веществ от существующих объектов теплоснабжения	240
12.7.6.	Предложения по нормативам ПДВ.....	247
12.8.	Оценка степени соответствия применяемой технологии передовому научно-техническому уровню.	247
13.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения.	248
13.1.	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	248
13.2.	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	248
13.3.	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	249
13.4.	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	249

Перечень таблиц

Табл. 1.1 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район).....	35
Табл. 1.2. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии	35
Табл. 1.3. Информация по жилым районам, неподключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)	36
Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	41
Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	42
Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы	43
Табл. 2.4 Технические характеристики редуционно-охладительной установки НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	44
Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность НчТЭЦ (ретроспективный период) ..	44
Табл. 2.6 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику НчТЭЦ.....	45
Табл. 2.7 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году	46
Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.....	47
Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.....	48
Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ на 2021 год по Набережночелнинской ТЭЦ.	49
Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2019 году.....	52
Табл. 2.12 Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2019 год.....	53
Табл. 2.13 Характеристика сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2019 год.....	53

Табл. 2.14 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.....	56
Табл. 2.15 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии.....	58
Табл. 2.16 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (по годам ретроспективного периода).....	60
Табл. 2.17 Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ.....	61
Табл. 2.18 Сведения о технологических нарушениях.....	64
Табл. 2.19 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии.....	67
Табл. 2.20 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии.....	67
Табл. 2.21 Эксплуатационные показатели Набережночелнинской ТЭЦ.....	68
Табл. 2.22 Состав и технические характеристики основного оборудования котельной Котельного цеха БСИ.....	71
Табл. 2.23 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику, Гкал/ч.....	72
Табл. 2.24 Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной.....	72
Табл. 2.25 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых котлов КЦ БСИ.....	73
Табл. 2.26 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов КЦ БСИ.....	73
Табл. 2.27 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.....	75
Табл. 2.28 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника КЦ БСИ.....	76
Табл. 2.29 Установленный топливный режим котельной КЦ БСИ.....	78
Табл. 2.30 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на котельной КЦ БСИ.....	78
Табл. 2.31 Эксплуатационные показатели Котельного цеха БСИ.....	79
Табл. 2.32 Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	81
Табл. 2.33 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику котельная ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч.....	82
Табл. 2.34 Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной.....	82

Табл. 2.35 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых котлов котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	83
Табл. 2.36 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника ООО «КамгэсЗЯБ».	84
Табл. 2.37 Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	87
Табл. 2.38 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника ООО «КамгэсЗЯБ».	87
Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельной ООО «КамгэсЗЯБ».	89
Табл. 2.40 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на котельной «КамгэсЗЯБ».....	ООО 89
Табл. 2.41 Эксплуатационные показатели функционирования котельной «КамгэсЗЯБ».....	ООО 90
Табл. 3.1. Общая характеристика тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	97
Табл. 3.2 Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	98
Табл. 3.3 Характеристики прокладки тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	101
Табл. 3.4. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	101
Табл. 3.5. Центральные тепловые пункты теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	101
Табл. 3.6. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации «НЧТС» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения.....	103
Табл. 3.7 Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей.	105
Табл. 3.8 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	107
Табл. 3.9 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».....	107
Табл. 3.10 Участки бесхозных сетей.	113
Табл. 3.11 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.	115
Табл. 3.12 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.	117
Табл. 3.13 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны	

действия Набережночелнинской ТЭЦ сети НЧТС, тыс. Гкал.	119
Табл. 3.14 Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».	120
Табл. 3.15 Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» *	120
Табл. 3.16 Динамика изменения отказов и восстановления магистральных тепловых сетей в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».	121
Табл. 3.17 Динамика изменения отказов и восстановления в распределительных тепловых сетях в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».	121
Табл. 3.18 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал.	122
Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны.....	123
Табл. 4.1 Пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта теплоснабжения	130
Табл. 4.2 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ.....	133
Табл. 5.1 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 40/11 Нового города.....	134
Табл. 5.2 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по Гимназии № 29 Нового города	137
Табл. 5.3 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 10/70 п. ГЭС.....	139
Табл. 5.4 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха, по объектам северо-восточной части города, Гкал/ч.....	142
Табл. 5.5 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам юго-западной части города, Гкал/ч.	147
Табл. 5.6 Расчетные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в горячей воде за ретроспективный период Набережночелнинской ТЭЦ	150
Табл. 5.7 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч.	150
Табл. 5.8 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованной системой теплоснабжения.....	151
Табл. 5.9 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды в многоквартирных домах с централизованными системами теплоснабжения	152
Табл. 5.10 Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в многоквартирных и жилых домах, куб. м на 1 человека, в месяц	153

Табл. 5.11 Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению на общедомовые нужды	153
Табл. 6.1 Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».	155
Табл. 6.2 Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	157
Табл. 6.3. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	159
Табл. 6.4. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	159
Табл. 7.1. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки.	169
Табл. 7.2 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м ³	170
Табл. 7.3 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.	170
Табл. 7.4 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м ³	171
Табл. 7.5 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Котельный цех БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	171
Табл. 7.6 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения	172
Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ.....	174
Табл. 8.2 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе НчТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	175
Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.	176

Табл. 8.4 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе КЦ БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	176
Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	177
Табл. 8.6 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	178
Табл. 9.1 Значения коэффициентов.....	185
Табл. 9.2. Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения	186
Табл. 9.3 Показатели интенсивности отказов тепловых сетей НЧТС за 2014-2019 годы актуализации схемы теплоснабжения.....	190
Табл. 9.4. Показатели восстановления в системе теплоснабжения НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.....	190
Табл. 10.1 Техно-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)	198
Табл. 10.2 Техно-экономические показатели Котельного цеха БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство).....	199
Табл. 10.3 Техно-экономические показатели котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)	199
Табл. 10.4 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НЧТС за 2019 год	200
Табл. 10.5 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год (с НДС).....	201
Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям в г. Набережные Челны.....	203
Табл. 11.2 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал	204
Табл. 11.3 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал.....	204
Табл. 11.4 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал	204
Табл. 11.5 Структура тарифов на осуществление регулируемого вида деятельности АО «Татэнерго» за 2018 и 2019 гг.	207
Табл. 11.6 Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии от	

Котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	210
Табл. 11.7 Смета расходов, связанных с передачей тепловой энергии ООО «ТСЗВ».....	211
Табл. 11.8 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м ³	212
Табл. 11.9 Тарифы на услуги по передачи тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал	212
Табл. 11.10 Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячее водоснабжения) в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб/м ³	213
Табл. 11.11 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, тыс. рублей/Гкал/час	213
Табл. 11.12 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	218
Табл. 12.1	227
Табл. 12.2	228
Табл. 12.3	229
Табл. 12.4 Перечень источников залповых выбросов	230
Табл. 12.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (всего по предприятию)	232
Табл. 12.6 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по площадке №1 – Набережночелнинская ТЭЦ.....	234
Табл. 12.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по площадке №2 – Котельный цех БСИ.....	235
Табл. 12.8 Данные для расчета	238
Табл. 12.9 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	239
Табл. 12.10 Фоновые значения концентрации примесей в атмосферном воздухе	239
Табл. 12.11 Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ по промплощадке №1 - Набережночелнинская ТЭЦ.....	245
Табл. 12.12 Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ по промплощадке №2 - котельного цеха БСИ.....	246

Перечень рисунков

Рис. 1.1 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2019 г.	23
Рис. 1.2. Зоны действия единых теплоснабжающих организаций города Набережные Челны.....	27
Рис. 1.3. Зоны эксплуатационной ответственности теплосетевых организаций города Набережные Челны	28
Рис. 1.4. Кадастровая сетка г. Набережные Челны.....	30
Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны	30
Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла АО«Татэнерго».....	32
Рис. 1.7 Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями г.Набережные Челны	34
Рис. 1.8. Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны	37
Рис. 2.1. Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны	39
Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ.....	54
Рис. 2.3 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ.	74
Рис. 2.4 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ.....	75
Рис. 2.5 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.....	85
Рис. 2.6 Технологическая схема основных сетевых трубопроводов котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	86
Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	93
Рис. 3.2 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение), сети ООО «КАМАЗ- Энерго» и ООО «ТСЗВ».....	94
Рис. 3.3 Структура тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ».	95
Рис. 3.4 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки.	117
Рис. 3.5 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки ООО «КамгэсЗЯБ».	119
Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ...	126
Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ.	127
Рис. 4.3 Зона действия источника тепловой энергии котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	128
Рис. 5.1 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 40/11 по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».	136
Рис. 5.2 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки Гимназии № 29 по приборному учету в	

соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».	139
Рис. 5.3 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 10/70 п. ГЭС по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».	141
Рис. 6.1 Достигнутый максимум подключенной нагрузки внешних потребителей к Набережночелнинской ТЭЦ	157
Рис. 6.2 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до ТД «Восток»	162
Рис. 6.3. Путь построения пьезометрического графика от НчТЭЦ до конечного потребителя ТД «Восток».	163
Рис. 6.4 Пьезометрический график от НчТЭЦ до «РММ»	164
Рис. 6.5. Путь построения пьезометрического графика от НчТЭЦ до конечного потребителя «РММ».	165
Рис. 6.6 Пьезометрический график от НчТЭЦ до «ж.д. 50-20».	166
Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого газа.	181
Рис. 9.1. Количество повреждений зафиксированных в период 2014 -2019г. на тепловых сетях НЧТС в г. Набережные Челны.	192
Рис. 9.2. Фактическое среднее время снижения внутренней температуры отапливаемых помещений от расчетной величины.	192
Рис. 9.3 Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности северо-восточной части города.	194
Рис. 9.4. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ГЭС) города	195
Рис. 9.5. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ЗЯБ) города.	196
Рис. 11.1. Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны.	206
Рис. 12.1 Ситуационная карта расположения Набережночелнинской ТЭЦ	220
Рис. 12.2 Схема площадки Набережночелнинской ТЭЦ с нанесенными источниками выбросов	225
Рис. 12.3 Схема площадки котельного цеха БСИ с нанесенными источниками выбросов.	226
Рис. 12.4 Расчет рассеивания Азота диоксид(Азот(IV) оксид).	242
Рис. 12.5 Расчет рассеивания Сера диоксид.	242
Рис. 12.6 Расчет рассеивания Дигидросульфид (Сероводород).	243
Рис. 12.7 Расчет рассеивания Гидразин гидрат.	243
Рис. 12.8 Расчет рассеивания Углеводороды предельные.	244
Рис. 12.9 Расчет рассеивания Серы диоксид и сероводород	244

1 Функциональная структура системы теплоснабжения.

В существующей планировочной организации города к настоящему времени сложились 3 основные функциональные зоны:

1. Селитебная зона, расположенная линейно вдоль Нижнекамского водохранилища.
2. Промышленная зона, состоящая из нескольких промышленно-складских районов.
3. Рекреационная зона.

Селитебная зона состоит из 3 районов (Автозаводской, Центральный, Комсомольский), объединенных единой системой транспорта и культурно-бытового обслуживания.

Селитебная зона города состоит из двух крупных планировочных районов: юго-западного (Старый город) и северо-восточного (Новый город); включает в себя территории жилого назначения, общественно-деловые территории, рекреационные зоны и занимает территорию вдоль водохранилища от населенного пункта Сидоровка до Боровецкого леса. Грузовой порт ПАО «КАМАЗ» и Элеватор также находятся в селитебной зоне города. Площадь жилых территорий составляет 3380 га.

Промышленная зона состоит из 5 производственных районов:

- Автозаводской (комплекс предприятий ПАО «КАМАЗ»), расположен в юго-восточной части города;
- Юго-западный район (район пищевых производств);
- База строительной индустрии (БСИ), расположена в юго-западной части города;
- промышленный район ГЭС, расположен в северо-западной части города на берегу Нижнекамского водохранилища;
- район Завода ячеистых бетонов (ЗЯБ), расположен в центральной части города, разделяя город на два крупных жилых района.

Площадь производственных территорий, территорий инженерных сооружений города составляет 4629 га.

Рекреационная зона включает в себя:

- Зоны объектов отдыха и развлечений, туризма и санаторного лечения, гостиниц и пансионатов различного типа;
- Зоны рекреационные специализированного использования (спортивных сооружений, пляжей, дельфинария и т.д.);
- Зоны зеленых насаждений общего пользования (парки, и т.д.);
- Зоны лесов и лесопарков;
- Зоны прочих зеленых насаждений;
- Акватории рек и озер.

В г. Набережные Челны тепловая энергия отпускается потребителям в виде сетевой воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-бытовых зданий, а также в виде пара технологических параметров и горячей воды для некоторых крупных промышленных предприятий.

В г. Набережные Челны преобладает централизованное теплоснабжение от Набережно-челнинской ТЭЦ (включая котельный цех БСИ), котельной ООО «КамгэсЗЯБ». От ТЭЦ обеспечивается более 95% суммарной нагрузки потребителей города.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и передача ее до потребителя. Функциональная структура системы теплоснабжения представлена на Рис. 1.1.

В городе Набережные Челны исторически сложились две системы централизованного теплоснабжения:

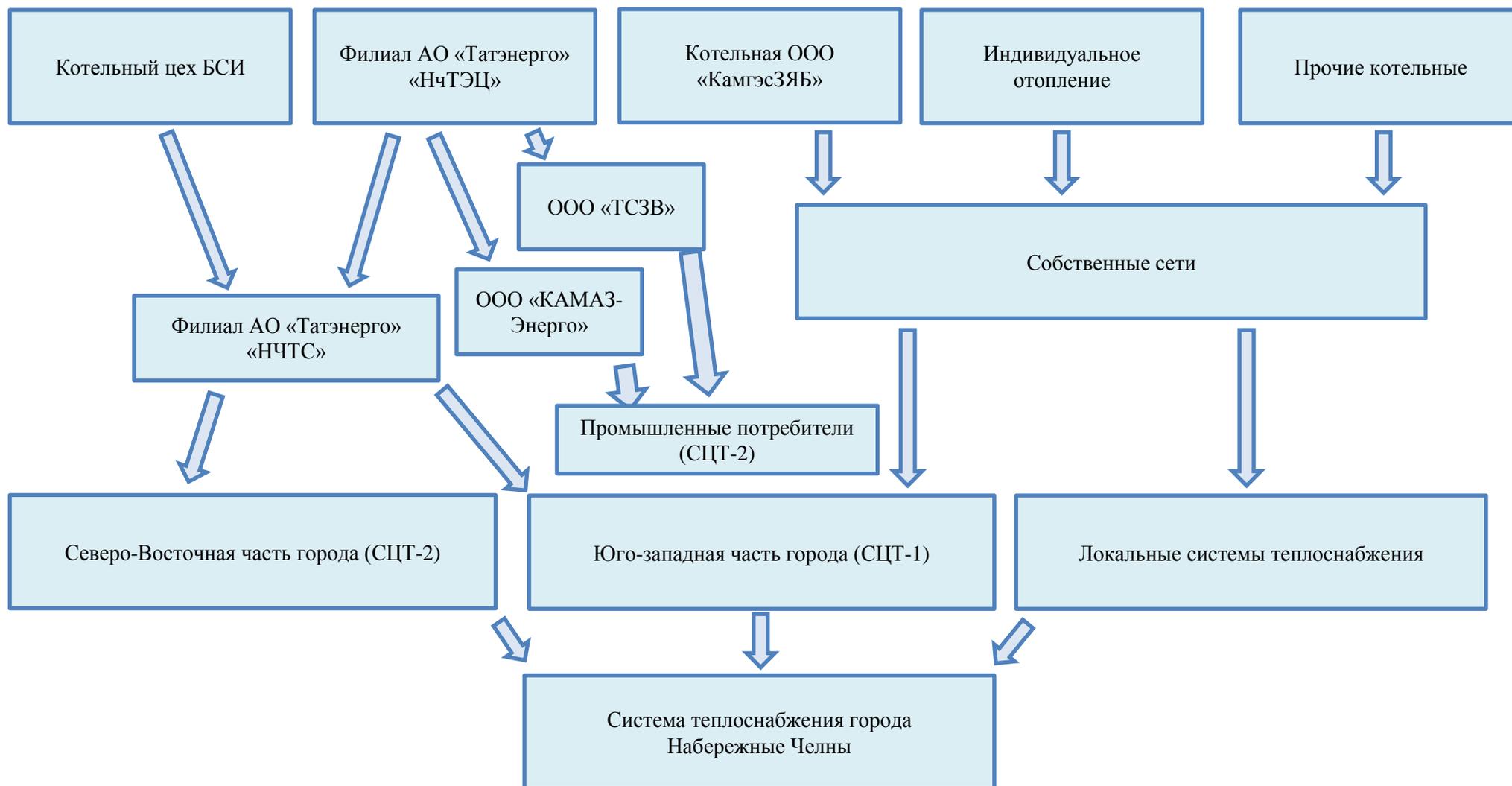
- Юго-Западная часть города – система централизованного теплоснабжения № 1 (СЦТ-1);
- Северо-Восточная часть города – система централизованного теплоснабжения № 2 (СЦТ-2).
-

Северо-Восточная часть города (СЦТ-2) обеспечивается теплом только от Набережночелнинской ТЭЦ, а Юго-Западная часть города (СЦТ-1) от Набережночелнинской ТЭЦ, Котельного цеха БСИ и от локальной котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Северо-Восточная часть города (СЦТ-2) и Юго-Западная часть города (СЦТ-1), обеспечивающиеся тепловой энергией от НЧТЭЦ и котельного цеха БСИ, совместно с теплосетевыми организациями филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (НЧТС), ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «Тепловые сети западного вывода», составляют единую теплоснабжающую организацию ЕТО-1.

Локальная котельная ООО «Камгэс – ЗЯБ», с обслуживаемыми этой же организацией сетями, составляет единую теплоснабжающую организацию ЕТО-2.

Рис. 1.1 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2019 г.



Под локальными системами теплоснабжения понимаются системы, в которых котельные установки используются как самостоятельные источники в локальных (местных) системах теплоснабжения.

Данная эксплуатационная структура сложилась в результате реформирования предприятий, и отвечает требованиям современных технологических законов управления.

В соответствии с приказом №46 от 11.02.2014г. Тепловая станция БСИ с 01.01.2014г. вошла в состав Филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ и именуется как котельный цех БСИ.

В соответствии с приказом №280 от 07.10.2013г. «Об организации работы на арендованном имуществе ОАО «НЧПТС», ОАО «ЗайПТС» и договора аренды от 26.12.2013г. №Д370/1379 комплекс имущества ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей» перешел в аренду к ОАО «Генерирующая компания».

В соответствии с решением протокола №5 заседания Совета директоров ОАО «Генерирующая компания» от 23.10.2013г. в г. Набережные Челны создан Филиал ОАО «Генерирующая компания» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал ОАО «ГК» НЧТС»).

30 ноября 2016 года единственный акционер ОАО «Генерирующая компания» – АО «Связьинвестнефтехим» принял решение о переименовании ОАО «Генерирующая компания» в Акционерное общество «Татэнерго».

ООО «КАМАЗ-Энерго» с 11.05.2018 года передало на правах владения тепловые сети площадки Стройбазы Западного тепловода отопительной воды №3 ТЭЦ-ЗРД и парка «Гренада» ООО «Тепловые сети западного вывода» (ООО «ТСЗВ»).

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

Базовыми элементами системы теплоснабжения города является 1 источник тепловой энергии и объединенная теплосетевая компания:

1. Источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии - Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» - сокр. «НЧТЭЦ», построенный на базе теплофикационных турбоагрегатов. Для снятия пиковой теплофикационной нагрузки установлены пиковые водогрейные котлы. Общая установленная (располагаемая) тепловая мощность составляет 4682 Гкал/ч, (с учетом установленной (располагаемой) мощности котельного цеха БСИ) в т.ч. мощность отборов турбин 2052 Гкал/ч.

2. Эксплуатацию магистральных тепловых сетей, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей, осуществляет Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»). Также Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС» в соответствии с «Правилами эксплуатации электрических станций и сетей» осуществляет ведение тепловых и

гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты.

Для обеспечения оптимальных гидравлических режимов тепловых сетей северо-восточной части г. Набережные Челны построены насосные станции ПНС-1, ПНС-3, ПНС-4, ПНС-5, ПНС-6, ПНС-7, ПНС-9, ПНС-Сидоровка, ПНС Нижнего бьефа и РТП-ЗЯБ на трубопроводах обратной сетевой воды.

Для устойчивого гидравлического режима жилых и промышленных районов построены насосная станция ПНС-БСИ и районные тепловые пункты РТП-1 и 10 на трубопроводах прямой сетевой воды. В настоящее время РТП-1 выведен из работы. Для обеспечения тепловой энергией высотных зданий в 16 комплексе Нового города в эксплуатации находится центральный тепловой пункт (ЦТП) 16/03.

Прокладка тепловых сетей выполнена:

- надземно (от Набережночелнинской ТЭЦ до камеры переключений);
- в проходных каналах (тоннелях);
- в непроходных каналах;
- бесканально.

Системы централизованного теплоснабжения города Набережные Челны имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок (около 60 метров), а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон СЦТ, достигающей более 15 км.

В связи с тем, что самым крупным производителем тепловой энергии является Набережночелнинская ТЭЦ, а 70 % передачи тепловой энергии г. Набережные Челны обеспечивает филиал АО «Татэнерго» «НЧТС», базовыми для анализа существующего положения являются исходные данные, полученные от вышеуказанных организаций.

Условное деление по системам теплоснабжения города в данной работе принято также в соответствии с отчетностью вышеуказанных организаций:

1. СЦТ-1 – территориально занимает юго-западную часть города (Старый город) и включает в себя 2 теплоисточника (Набережночелнинская ТЭЦ, и котельный цех БСИ), работающих на общую сеть филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и локальную котельную ООО «КамгэсЗЯБ».

2. СЦТ-2 – территориально занимает северо-восточную часть города (Новый город) и включает в себя 1 теплоисточник – Набережночелнинская ТЭЦ, работающий на сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».

В городе Набережные Челны функционируют следующие теплоснабжающие организации:

1. АО «Татэнерго» (является единой теплоснабжающей организацией города Набережные Челны согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения), в состав которой входят:

- Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ», построенный на базе теплофикационных турбоагрегатов. Для снятия пиковой теплофикационной нагрузки установлены пиковые водогрейные котлы. Общая установленная (располагаемая) тепловая мощность составляет 4682 Гкал/ч, (с учетом установленной (располагаемой) мощности котельного цеха БСИ) в т.ч. мощность отборов турбин 2052 Гкал/ч. В соответствии с приказом №46 от 11.02.2014г. Тепловая станция БСИ с 01.01.2014г. вошла в состав Филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ, и именуется как котельный цех БСИ. Котельный цех БСИ ранее обеспечивал тепловой энергией Юго-Западную часть г. Набережные Челны. В данный момент Котельный цех БСИ работает на единую общую тепловую сеть с Набережночелнинской ТЭЦ и используется для покрытия пиковых режимов работы в системе СЦТ-1;

- Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС») оказывает услуги по передаче тепловой энергии по своим тепловым сетям предприятиям и населению Северо-Восточной и Юго-Западной части города;

- ООО «КАМАЗ-Энерго» располагаются на территории Промзоны СЦТ-2 и оказывают услуги по передаче тепловой энергии от границы раздела Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» до потребителей ОАО «КамАЗ»;

- ООО «ТСЗВ» располагаются на территории Промзоны СЦТ-2 и оказывают услуги по передаче тепловой энергии от границы раздела Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» до промышленных потребителей площадки Стройбазы.

2. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» предназначена для выработки сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей, основной потребитель – «Завод ячеистого бетона», а так же обеспечивает тепловой энергией в виде горячей воды ближайших потребителей жилищно-коммунального хозяйства.

Установленная тепловая мощность котельной – 46,6 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность – 40,0 Гкал/час. В котельной установлено 6 паровых котлов.

Зоны действия единых теплоснабжающих организаций города Набережные Челны представлены на Рис. 1.2.

Зоны эксплуатационной ответственности теплосетевых организаций города Набережные Челны представлены на Рис. 1.3.

Рис. 1.2. Зоны действия единых теплоснабжающих организаций города Набережные Челны

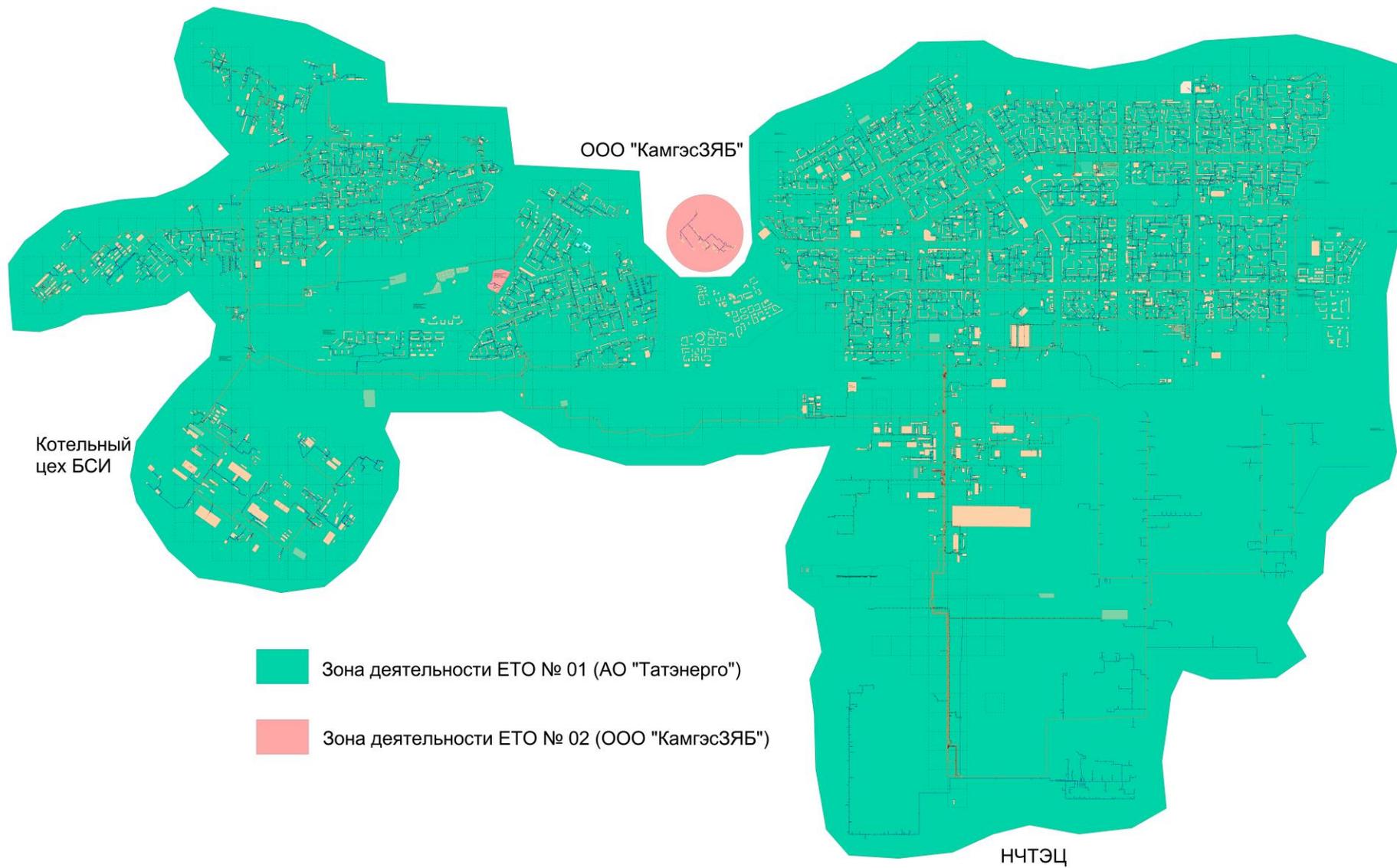
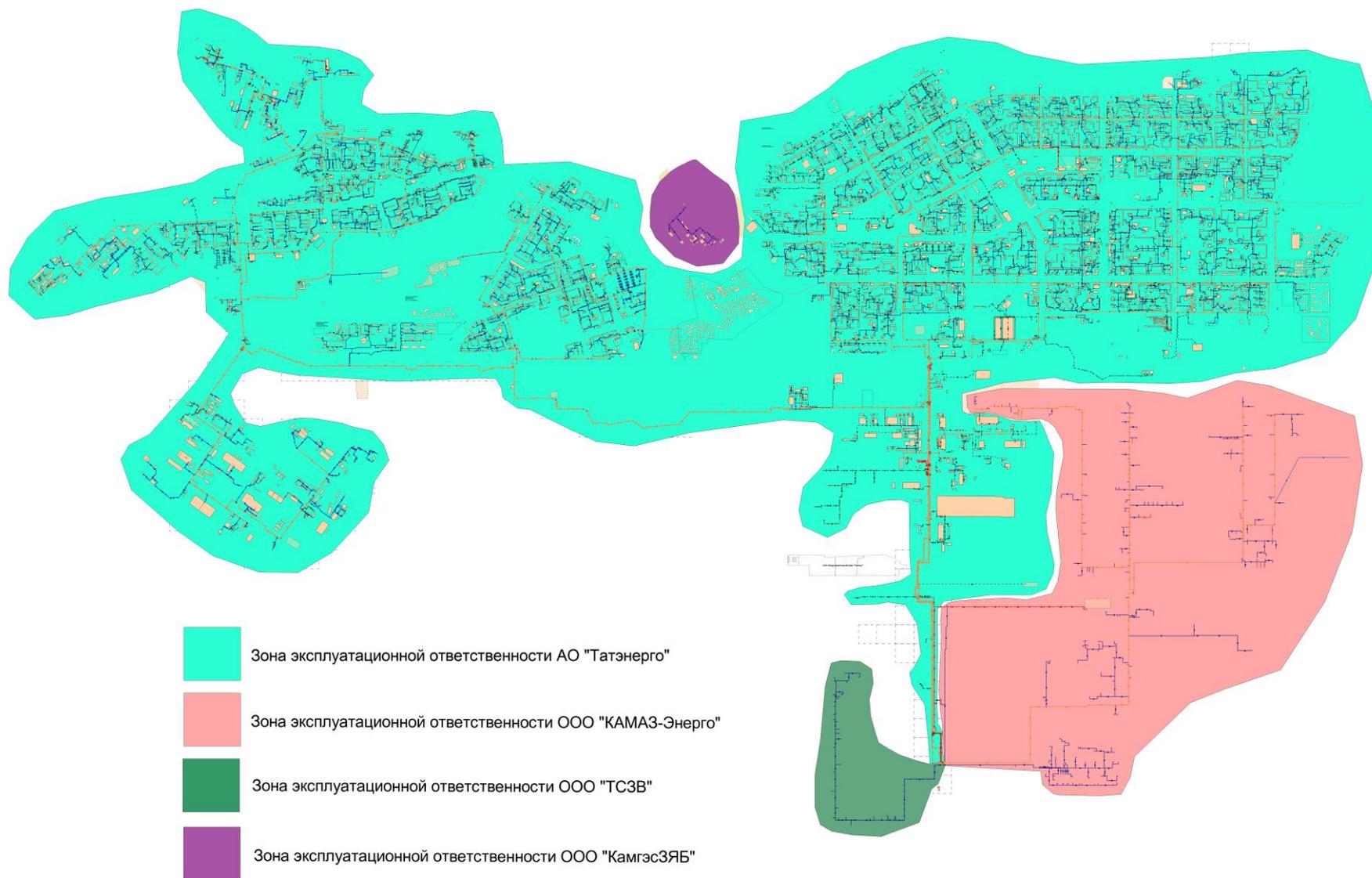


Рис. 1.3. Зоны эксплуатационной ответственности теплосетевых организаций города Набережные Челны



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

При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

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

Кадастровый номер Набережных Челнов 1652 (16 – регион, 52 – город) – см. Рис. 1.2., Рис. 1.3.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А, Б, В, В1, где:

- А - номер региона в Российской Федерации (16);
- Б - номер г. Набережные Челны (52);
- В - номер кадастровой зоны (административного района);
- В1 - номер кадастрового квартала;
- разделитель частей кадастрового номера.

Административное деление г. Набережные Челны включает 3 административных района, которым соответствуют следующие базовые части номеров кадастровых кварталов:

- Автозаводской район – 16:52:01;
- Центральный район – 16:52:02;
- Комсомольский район – 16:52:03.

Для целей кадастрового учета земельных ресурсов утверждено кадастровое деление территории города Набережные Челны на 4615 кадастровых кварталов, два из которых занимает река Кама.

Рис. 1.4. Кадастровая сетка г. Набережные Челны

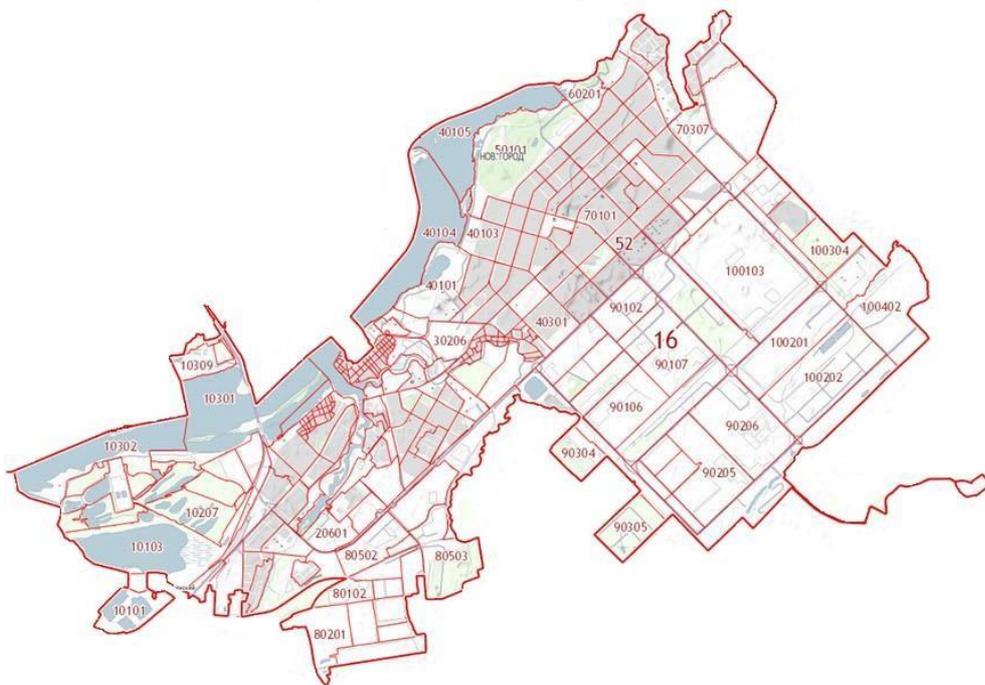
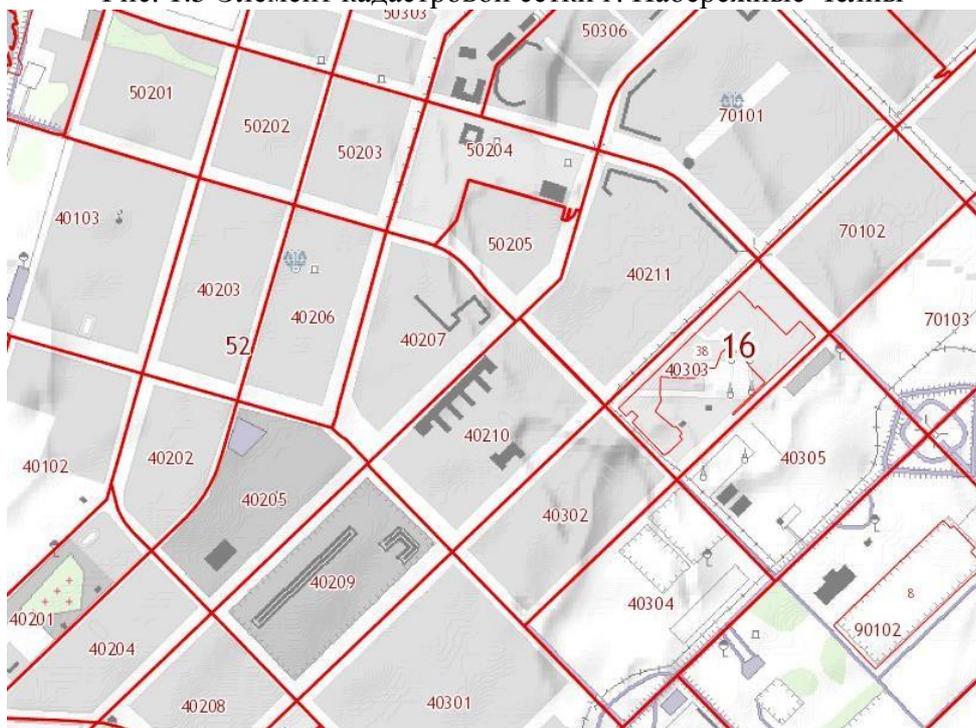


Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны



Территориальное деление города принято в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 2007 года № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости (с изменениями от 22, 23 июля 2008 года).(3) В качестве расчетного элемента территориального деления используется кадастровый квартал, который для г. Набережные Челны совпадает с границами комплексов, поэтому для удобства привязки к соответствующей территории застройки, расчётные элементы территориального деления города обозначены в соответствии с номерами комплексов.

Существующая эксплуатационная структура тепловых сетей г. Набережные Челны отвечает требованиям п.15 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (4):

«15.1.1. При эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление.

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии».

Между СЦТ-1 и СЦТ-2 организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией по:

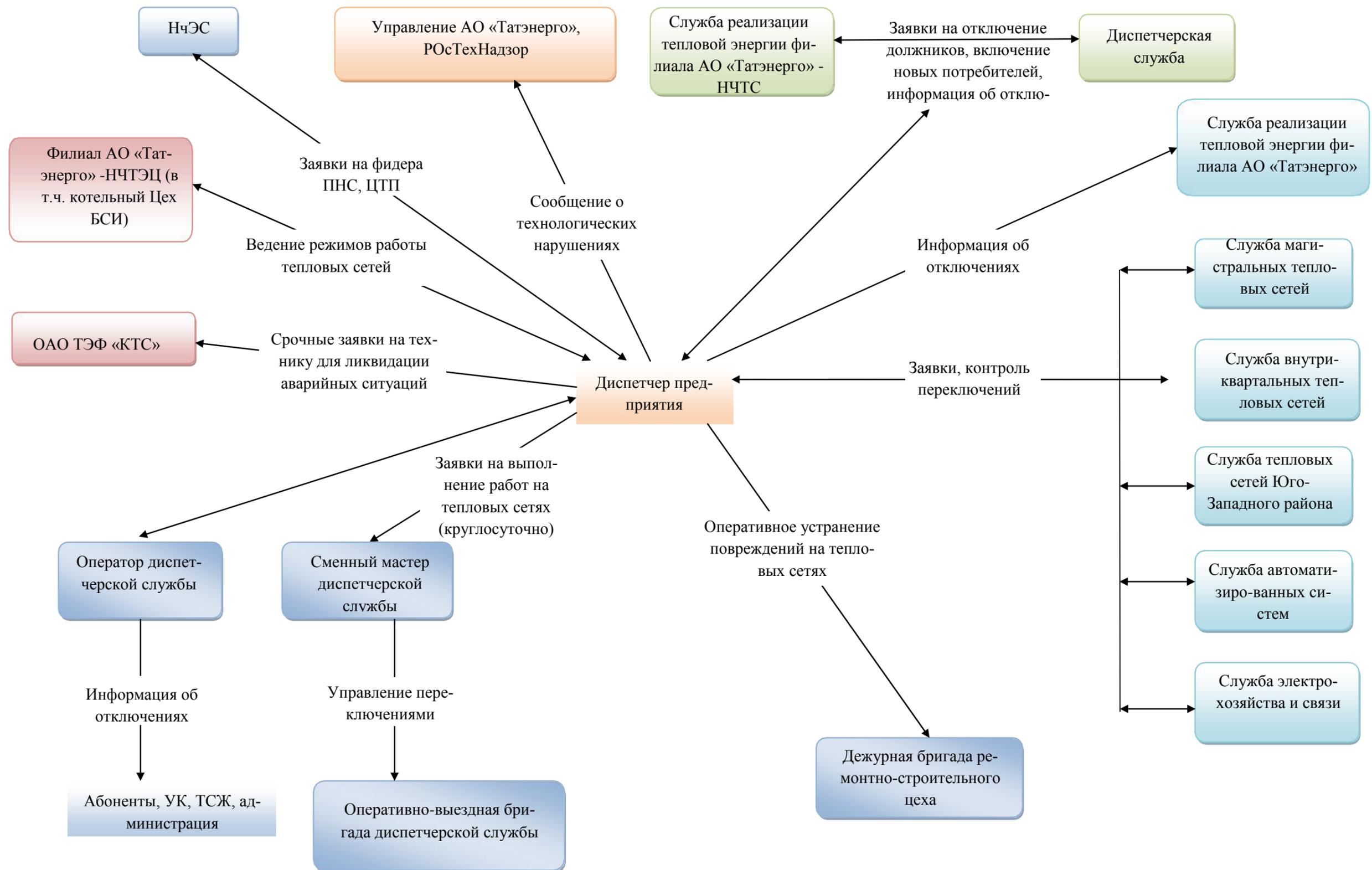
- ведению требуемого режима работы;
- производству переключений, пусков и остановов;
- локализации аварий и восстановлению режима работы;
- подготовке к производству ремонтных работ.

Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведется с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла представлена на Рис. 1.6.

Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла АО «Татэнерго».



1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

Филиал АО «Татэнерго» «НчТЭЦ» осуществляет отпуск произведенной тепловой энергии на ТЭЦ и Котельным цехом БСИ в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС» заключает договор с потребителями на услуги по продаже тепловой энергии. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Величина отпуская тепловой энергии в горячей воде от теплоисточников для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НчТЭЦ» (отпуск в сеть филиала АО «Татэнерго» «НчТЭЦ») определяется на границах ответственности с теплоисточниками по их приборам учета, а также расчетным методом от котельных (без приборов учета) за вычетом потерь в сетях теплоисточников, собственных и хозяйственных нужд Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ и потребителей, подключенных от коллекторов теплоисточников (до узлов учета).

До 11.05.2018г. действовал договор между ООО «КАМАЗ-Энерго» и АО «Татэнерго» на оказание услуг по передаче тепловой энергии:

- с 01.01.2016 после сдачи тепловых сетей Восточного вывода (трубопроводов отопления, пара, деминерализованной воды) в аренду ПАО «КАМАЗ» данные сети были исключены из договора на оказание услуг по передаче тепловой энергии между АО «Татэнерго» и ООО «КАМАЗ-Энерго». КАМАЗ-Энерго осуществляет их обслуживание в рамках сервисного договора, заключенного с ПАО «КАМАЗ»;

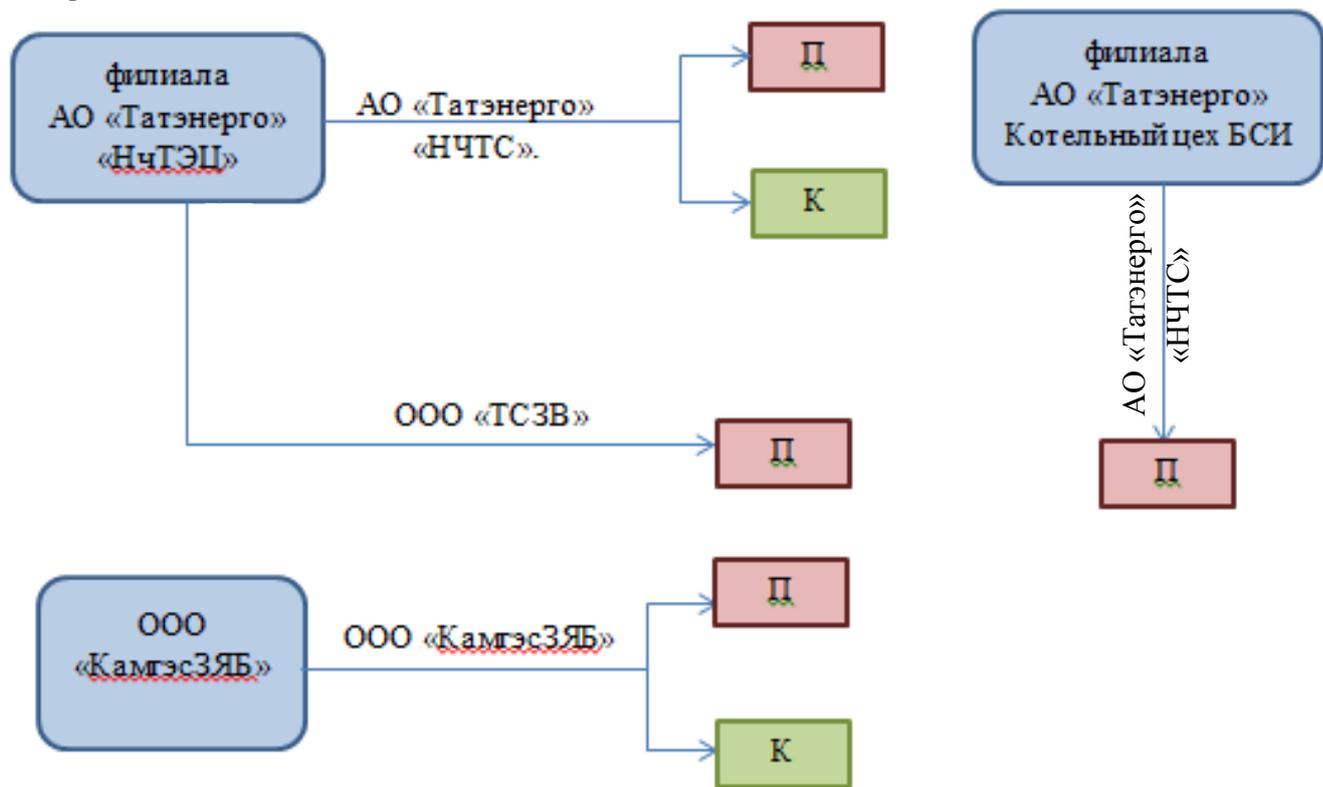
- с 11.05.2018 после перехода сетей Западного вывода в собственность ООО «ТСЗВ» договор между АО «Татэнерго» и ООО «КАМАЗ-Энерго» на оказание услуг прекратил свое действие. С 11.11.2018 услуги по передаче тепловой энергии оказывает ООО «ТСЗВ».

В настоящее время ООО «КАМАЗ-Энерго» не оказывает услуги АО «Татэнерго» по передаче тепловой энергии.

Поставка (транспорт) тепловой энергии от прочих котельных обеспечивается котельными. Потребители, подключенные к тепловым сетям прочих котельных, заключают договор на покупку тепловой энергии с этими котельными.

Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными по г. Набережные Челны потребителями представлена на Рис. 1.7

Рис. 1.7 Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями г.Набережные Челны



Условные обозначения:

- Тепловые сети
- Источник
- Промышленные потребители
- Коммунальные потребители

1.3 Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны сформированы в сложившихся на территории города комплексах и районах с системой индивидуального теплоснабжения.

Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

Табл. 1.1 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)

№ п/п	Наименование поселка	Кол-во домов	Кол-во жителей	Примечание (улицы, на которых имеются потребители, подключенные к СЦТ)
1	Элеваторная гора	683	1519	
2	Орловка	348	798	
3	Мироновка	28	89	
4	Красные Челны	255	625	
5	Рябинушка	454	1061	
6	Старые Челны	321	1118	кроме ул. Полевая, Верхняя Посадская, Гагарина, Суворова, Нижняя Посадская
7	Сидоровка	349	828	кроме ул. Мелекесская
8	Суар	149	263	
9	Кумыс	23	64	
10	28 квартал	8	23	
11	Замелекесье	922	1736	кроме мкр.26, 27
Итого:		3540	8124	

Табл. 1.2. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии

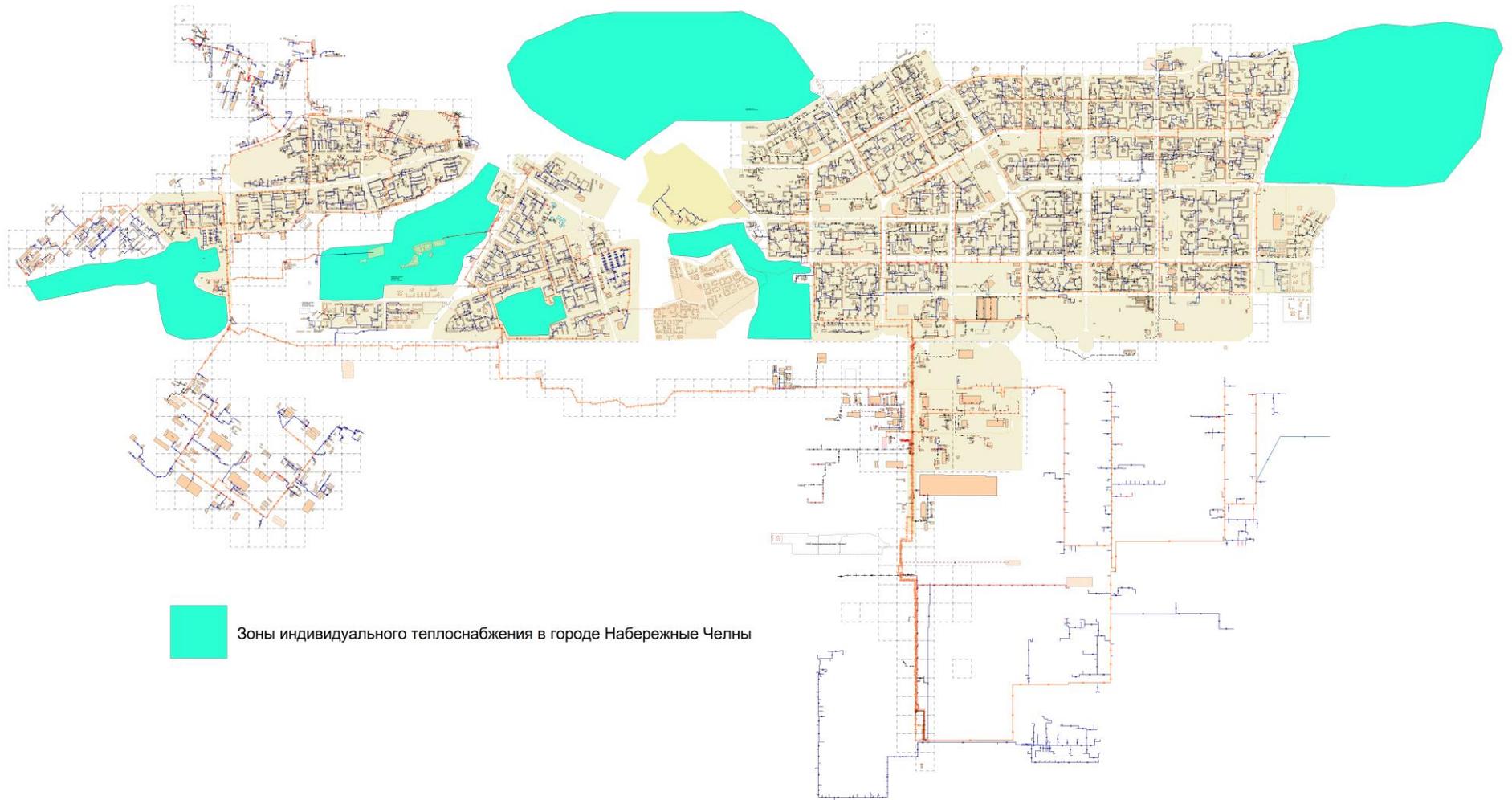
№ п/п	Форма управления, наименование	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м ²
Комсомольский район:				
1	Замелекесье		416	23382
2	Элеваторная гора		44	1730,6
3	ГЭС		23	1128,8
4	Тарловка		56	1456,5
5	Орловка		13	642,4
Центральный район:				
1	Новый город		291	62510,39
2	Чаллы Яр		660	47005,59
3	22 мкр		40	3069,8
Автозаводский район:				
1	61 мкр		158	11163,58
2	67а мкр		208	18606,79
Итого:			1909	170696,45

Табл. 1.3. Информация по жилым районам, неподключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)

№ п/п	Наименование района	Кол-во домов	Кол-во жителей
1	66 мкр.	347	792
2	67 мкр.	121	182
3	67А мкр.	471	890
4	68 мкр.	352	831
5	68А мкр.	36	75
6	64 мкр.	40	92
7	50А мкр.	121	270
8	71 мкр.	398	847
9	70А мкр.	59	126
Итого:		1945	4104,5

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны на Рис. 1.8.

Рис. 1.8. Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны



1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

Первичная Схема теплоснабжения г. Набережные Челны, разработанная ООО «КЭР – Генерация» г. Казань на период 2012 – 2028г.г., утверждена Минэнерго РФ в 2013г.

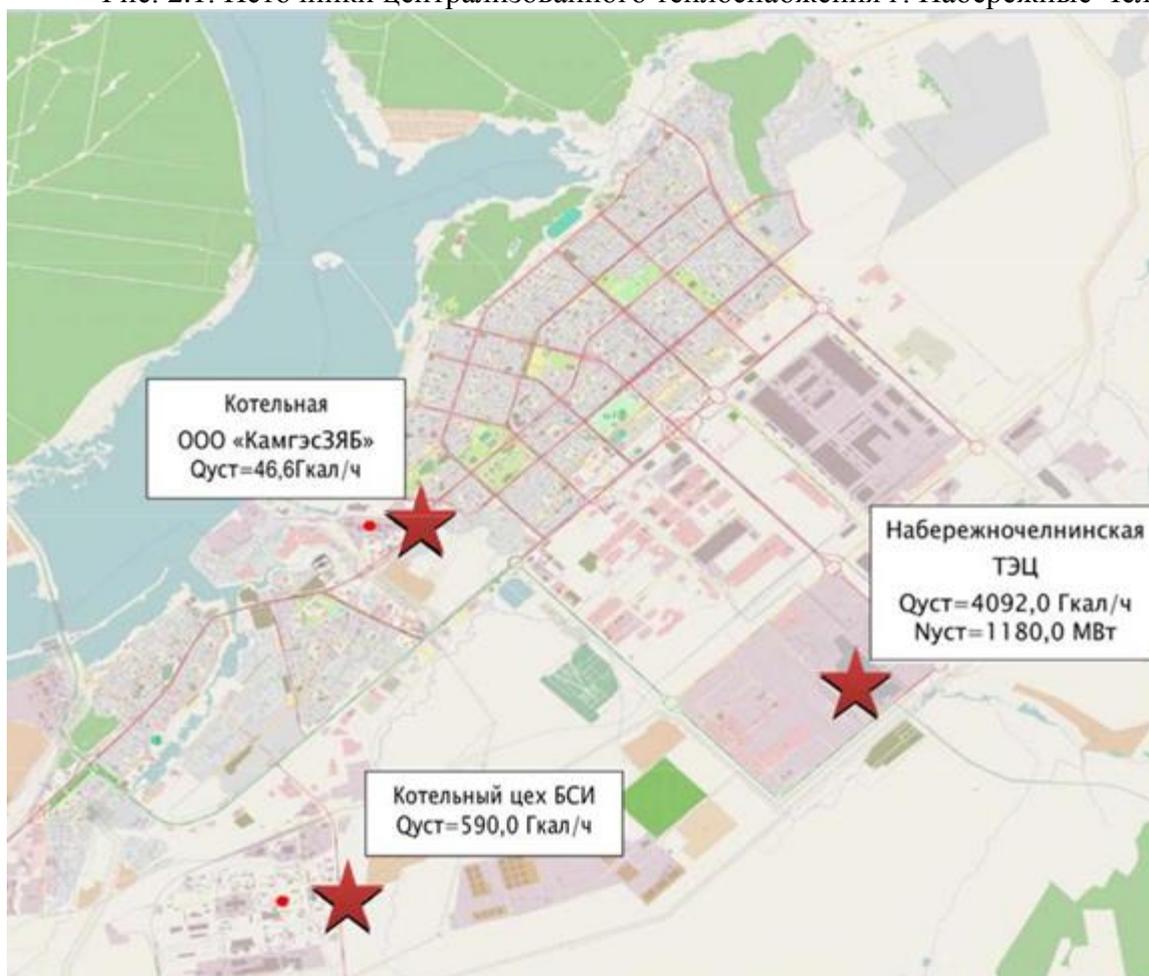
Базовый период данной Актуализации Схемы теплоснабжения на период 2021 – 2035 г.г.- 2019г.

2 Источники тепловой энергии.

В настоящее время в городе существуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. Набережночелнинская ТЭЦ – обеспечивает теплом СЦТ-1 и СЦТ-2 (Новый город, поселок ЗЯБ, ГЭС и Сидоровка)
2. Котельный цех БСИ – обеспечивает СЦТ-1 (Промышленная зона БСИ, ГЭС и Сидоровка)
3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» - обеспечивает теплом район ОАО «Завод ячеистого бетона»

Рис. 2.1. Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны



2.1 Источник комбинированной выработки - Набережночелнинская ТЭЦ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г. Набережные Челны осуществляется только на Набережночелнинской ТЭЦ – структурном подразделении АО «Татэнерго», и входит в состав ЕТО - 1.

Набережночелнинская теплоэлектроцентраль одна из наиболее крупных в России, и самая крупная ТЭЦ АО «Татэнерго».

Установленная электрическая мощность Набережночелнинской ТЭЦ составляет 1180,0 МВт, установленная тепловая мощность 4092,0 Гкал/час. На станции установлено 11 турбин, 14 энергетических и 14 водогрейных котлов. Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

В состав основного оборудования входят энергетические котлоагрегаты, пиковые водогрейные котлы и турбоагрегаты.

Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.1.

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.2.

Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.3.

Технические характеристики редуционно-охладительной установки НчТЭЦ представлены в Табл. 2.4

Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	1	ЛМЗ	1973	60	139	55	84	130	555
ПТ-60-130/13	2	ЛМЗ	1973	60	139	55	84	130	555
Т-100-130-2	3	УТМЗ	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-2	4	УТМЗ	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-3	5	УТМЗ	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	6	УТМЗ	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	7	УТМЗ	1976	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	8	УТМЗ	1977	110	175	175	0	130	555
Р-50-130/13	9	ЛМЗ	1978	50	188	0	188	130	555
Т-175-130	10	УТМЗ	1984	175	270	270	0	130	555
Т-185-130	11	УТМЗ	1987	185	280	280	0	130	555
Итого:				1180	2052	1696	356	-	-

Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-84 «Б»	1	1973	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	2	1974	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	3	1974	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	4	1975	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	5	1975	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	6	1976	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	7	1977	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	8	1977	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	9	1978	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	10	1980	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМЕ-464	11	1984	500	140	560	Газ	Мазут
ТГМЕ-464	12	1986	500	140	560	Газ	Мазут
ТГМЕ-464	13	1988	500	140	560	Газ	Мазут
ТГМЕ-464	14	1993	500	140	560	Газ	Мазут
ИТОГО	14 шт.	-	6 200	-	-	-	-

Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы

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	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	2	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	3	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	4	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	5	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	6	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	7	1975	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	8	1976	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	9	1977	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	10	1980	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	11	1980	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	12	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	13	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	14	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ИТОГО	14 шт.	-	2040	-	-	-	-

Табл. 2.4 Технические характеристики редукционно-охладительной установки НчТЭЦ на 2019 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	17.10.1994
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№2	150	24.12.1976
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№3	30	08.07.1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№4	30	08.07.1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№5	57	08.07.1977
БРОУ 140/13 ст. №1	250	17.10.1994
БРОУ 140/13 ст. №2	250	17.10.1994
БРОУ 140/13 ст. №3	150	24.12.1976
БРОУ 140/13 ст. №4	150	23.08.1999
БРОУ 140/13 ст. №5	250	22.02.1993
БРОУ 140/13 ст. №6	250	22.02.1993
БРОУ 140/13 ст. №7	250	22.02.1993
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	17.10.1994

2.1.1 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.

В Табл. 2.5 представлены сведения по установленной и располагаемой тепловой мощности НчТЭЦ (ретроспективный период).

Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность НчТЭЦ (ретроспективный период)

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	1180	1028,0288	4092	2052
2015	1180	1028,0288	4092	2052
2016	1180	1028,45	4092	2052
2017	1180	1028,029	4092	2052
2018	1180	1028,029	4092	2052
2019	1180	1028,0288	4092	2052

2.1.2 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.

Ограничения установленной тепловой мощности на источнике НчТЭЦ отсутствует.

В Табл. 2.6 представлены сведения по установленной, располагаемой тепловой мощности, ограничениям тепловой мощности, потреблению тепловой мощности на собственные нужды, тепловой мощности нетто по источнику НчТЭЦ.

Табл. 2.6 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику НчТЭЦ.

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды в горячей воде, Гкал/ч	Фактическое потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды в горячей воде, Гкал/ч*	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего					
2014	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.145	4090.855
2015	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.073	4090.927
2016	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.12	4090.88
2017	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.077	4090.923
2018	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.145	4090.855
2019	2052	2040	4092	0	4092	81,8	1.082	4090.918

* - фактическое потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды в горячей воде определено на основании отчетных данных филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ. Общее потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды в паре и горячей воде составляет 49,42 Гкал/ч.

2.1.3 Эксплуатационные показатели основного оборудования источника комбинированной выработки.

Описание эксплуатационных показателей основного оборудования источника комбинированной выработки сведены в таблицах Табл. 2.7, Табл. 2.8, Табл.2.9.

2.1.4 Информация по конкурентному отбору мощности источника комбинированной выработки.

Все теплофикационные агрегаты Набережночелнинской ТЭЦ отобраны по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021год.

В Табл. 2.10 приведены данные по итогам конкурентного отбора мощности теплофикационных агрегатов Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 2.7 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НЧТЭЦ в 2019 году

Ст. №	Тип турбины	2019								
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60- 130/13	26.05.1973	220 000	290 291	2005	600	266	337647	3	2029
2	ПТ-60- 130/13	26.05.1973	220 000	287 593	2005	600	232	309872	2	2026
3	T-100-130- 2	27.05.1974	220 000	263 676	2007	600	261	245000	1	2026
4	T-100-130- 2	27.05.1974	220 000	246 479	2011	600	254	266000	1	2025
5	T-100-130- 3	28.05.1975	220 000	261 555	2010	600	271	308000	2	2029
6	T-100-130- 3	28.05.1975	220 000	266 226	2008	600	282	295000	1	2026
7	T-100-130- 3	29.05.1976	220 000	269 275	2008	600	279	273973	1	2027
8	T-100-130- 3	30.05.1977	220 000	235 199	2013	600	280	289349	1	2027
9	P-50- 130/13	31.05.1978	220 000	211 390	2022	600	196	220000	-	2022
10	T-175/210- 130	06.06.1984	220 000	155 606	2028	600	161	220000	-	2028
11	T-185/220- 130	09.06.1987	220 000	144 406	2030	600	179	220000	-	2030

Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.

Ст. №	Тип турбины	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84 «Б»	1973	300 000	245 340	2031	294 754 (в 2019г.)	2	2027
2	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	245 610	2031	295 144 (в 2019г.)	2	2027
3	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	257 051	2029	290 672 (в 2017г.)	1	2024
4	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	245 592	2031	277 429 (в 2017г.)	1	2024
5	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	248 407	2030	276 259 (в 2017г.)	1	2023
6	ТГМ-84 «Б»	1976	300 000	242 922	2032	278 002 (в 2017г.)	1	2024
7	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	239 198	2033	290 672 (в 2019г.)	1	2028
8	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	213 101	2038	246 609 (в 2017г.)	1	2023
9	ТГМ-84 «Б»	1978	300 000	203 577	2040	252 984 (в 2019г.)	2	2027
10	ТГМ-84 «Б»	1980	300 000	167 077	2049	195 000 (в 2017г.)	1	2024
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	150 607	2052	193 144 (в 2017г.)	1	2024
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	152 545	2052	(в 2018г.)	1	2024
13	ТГМЕ-464	1988	300000	133 790	2056	(в 2018г.)	1	2025
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	62 493	2072	не отработан парковый ресурс	0	2023

Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НЧТЭЦ в 2019 году.

Ст. №	Тип котла	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 357	1996	4 года	4	2021
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 099	1996	4 года	4	2021
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 646	1996	4 года	4	2021
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 705	1997	4 года	4	2021
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 131	1997	4 года	4	2021
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 145	1997	4 года	4	2021
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 446	2000	4 года	3	2022
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 633	2001	4 года	3	2022
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 261	2002	4 года	3	2022
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 789	2005	4 года	3	2021
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 484	2006	4 года	3	2021
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	17 934	2006	4 года	3	2022
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 382	2006	4 года	3	2022

Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ на 2021 год по Набережночелнинской ТЭЦ.

Набережночелнинская ТЭЦ	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
ЕГО: 68651401 - ТГ-1	60.000	60.000	60.000	50.100	46.400	64.600	67.000	69.000	37.400	41.400	60.000	60.000
ЕГО: 68651402 - ТГ-2	60.000	60.000	60.000	56.800	49.600	45.600	43.100	45.400	51.200	57.000	60.000	60.000
ЕГО: 68651403 - ТГ-3	105.000	105.000	105.000	102.000	78.600	92.800	85.100	72.200	79.700	92.800	105.000	105.000
ЕГО: 68651404 - ТГ-4	105.000	105.000	105.000	102.000	78.700	92.800	85.100	72.600	79.700	92.800	105.000	105.000
ЕГО: 68651405 - ТГ-5	110.000	110.000	110.000	106.100	79.000	73.500	70.500	102.700	101.800	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651406 - ТГ-6	110.000	110.000	110.000	106.100	94.100	73.500	70.500	74.600	96.900	94.700	110.000	110.000
ЕГО: 68651407 - ТГ-7	110.000	110.000	110.000	106.900	79.000	73.500	71.600	74.600	80.600	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651408 - ТГ-8	110.000	110.000	110.000	106.900	79.200	73.500	71.600	74.600	80.600	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651409 - ТГ-9	50.000	50.000	50.000	27.000	17.000	0.000	0.000	0.000	17.000	26.000	50.000	50.000
ЕГО: 68651410 - ТГ-10	175.000	175.000	175.000	153.700	134.300	123.900	120.400	123.700	134.200	154.100	175.000	175.000
ЕГО: 68651411 - ТГ-11	185.000	185.000	185.000	181.700	169.100	126.200	122.500	126.000	136.100	181.700	185.000	185.000
Итого:	1180	1180	1180	1099.3	905	839.9	807.4	835.4	895.2	1065.7	1180	1180

2.1.5 Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ, суммарная установленная мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов.

Тепловая схема ТЭЦ является одной из основных схем электростанции и определяет уровень ее технического совершенства и тепловую экономичность. Схема дает представление о типе и принципе действия электростанции, характеризует сущность основного технологического процесса преобразования потенциальной энергии пара в тепловую и электрическую энергию на паросиловых установках.

Тепловая схема обеспечивает возможность пуска блоков на скользящих параметрах с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема ТЭЦ предусматривает наличие редуционно-охладительных установок (РОУ) для резервирования подачи пара на производство и собственные нужды с производительностью и параметрами пара равными отбору самой крупной турбины ТЭЦ. Схема обеспечивает поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва.

Главные паропроводы объединены в систему не блочного типа с одной секционированной распределительной магистралью.

Тепловая часть станции с энергетическими котлами ст.№№ 1-14 и турбоагрегатами ст. №№ 1-11 имеет поперечные связи по пару 140 кгс/см^2 и питательной воде. Поперечные связи по пару разделены на 7 секций, по питательной воде – на 8 секций. Предусмотрен растопочный коллектор энергетических котлов. На растопочном коллекторе установлены две РОУ $140/1,2 \text{ кгс/см}^2$.

Пар с производственных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№№ 1, 2 и Р- 50-130/13 ст.№9 (находится в резерве) направляется в коллектор пара $10-16 \text{ кгс/см}^2$. Для резервирования производственных отборов предусмотрены семь БРОУ- $140/13 \text{ кгс/см}^2$.

Потребителями пара $10-16 \text{ кгс/см}^2$ на $7-13 \text{ кгс/см}^2$ являются:

- ПАО «КАМАЗ»;
- ООО «Химпродукт»;
- пиковые бойлера используемые:
 - ст.№ 10, 11 для нагрева воды на рециркуляцию ДСВ;
 - ПБ №12 для догрева горячей воды после турбин на Новый город;
- деаэраторы высокого давления ст.№№ 1-13;
- мазутное хозяйство;
- калориферы энергетических котлов для подогрева воздуха перед РВП;
- паровые подушки баков-аккумуляторов;
- склад реагентов ХЦ.

Пар с теплофикационных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№№ 1, 2 направляется в коллектор пара 1,2 кгс/см². Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ-13/1,2 кгс/см² ст.№№ 3, 4, 5.

Потребителями пара 1,2 кгс/см² являются:

- подогреватели хим. очищенной воды ПХОВ ст.№№ 1-8;
- подогреватели сырой воды перед химическим цехом на обессоливающую установку;
- деаэраторы низкого давления ст.№№ 1-3.

В теплофикационной схеме задействовано следующее оборудование:

- в три основных бойлера турбоагрегата ст.№ 1 (находятся в резерве);
- шестнадцать подогревателей сетевой воды турбоагрегатов ст.№№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11.
- три пиковых бойлера ст.№ 2 (находятся в резерве);
- четыре пиковых бойлера ст.№ 9 (находятся в резерве);
- три пиковых бойлера ст.№ ПБ-10;
- четыре пиковых бойлера ст.№ ПБ-11;
- шесть пиковых бойлеров ст.№ ПБ-12;
- четырнадцать водогрейных котлов.

Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, а также на горячее водоснабжение покрываются подогревателями сетевой воды турбоагрегатов ст.№№3; 4; 5; 6; 7; 8; 10; 11 по отопительному графику работы тепловых сетей.

Пиковые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения покрываются бойлерной группой ст.№10; 11; 12 и пиковыми водогрейными котлами.

Пиковые бойлерные ст.№10; 11 используются для работы в схеме рециркуляции ДСВ и догрева сетевой воды после ПСГ турбин.

Пиковые бойлерные ст.№12 используются для догрева сетевой воды после ПСГ турбин ст. №10 и 11, помимо пиковых водогрейных котлов.

Для деаэрации химобессоленной воды, конденсата с производства, конденсата калориферов котлов, дренажных баков установлены три деаэратора низкого давления (ДНД) ст.№№1; 2; 3.

Деаэрированная вода из деаэраторов низкого давления перекачивающими насосами подается в деаэраторы высокого давления.

Для деаэрации питательной воды турбоагрегатов, после ДНД установлены тринадцать деаэраторов высокого давления (ДВД).

Вода из ДВД насосами питательной воды подается на подогреватели высокого давления турбоагрегатов и в напорный коллектор питательной воды энергетических котлов.

Теплоснабжение заводов ПАО «КАМАЗ» осуществляется по двум отдельным тепловодам: ЛИТ-1, РИЗ-1.

Теплоснабжение города осуществляется по трем тепловодам №№100; 200; 300 и перемычке №410. Обратные трубопроводы заводов и города расположены на эстакаде по ряду «А». Все обратные трубопроводы соединены между собой перемычками.

Обратная сетевая вода с заводов насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ- 7,8, а затем насосами второго подъема подается в пиковую котельную №2.

В пиковой котельной №2 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-180 ст.№7-10 и далее в подающие трубопроводы ЛИТ-1, РИЗ- 1, ЗРД.

Обратная сетевая вода из города насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ-3,4,5,6, а затем насосами второго подъема подается по трем напорным трубопроводам в пиковую котельную №1.

В пиковой котельной № 1 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-100 ст.№ 1-6 и далее в два подающие трубопровода Новый город-1,2.

Обратная сетевая вода из города насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ- 10, 11, а затем насосами второго подъема подается по двум напорным трубопроводам в пиковую котельную №3. В пиковой котельной № 3 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-180 ст.№ 11-14 и далее в два подающих трубопровода Новый город-3. Кроме этого, в пиковой котельной № 3 смонтированы два подающих трубопровода для резервного теплоснабжения заводов ЛИТ-1, РИЗ-1, ЗРД, которые соединены с подающими трубопроводами пиковой котельной № 2.

Схема выдачи тепловой мощности станции позволяет подавать сетевую воду помимо водогрейных котлов и насосов третьего подъема.

Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, а также на горячее водоснабжение покрываются подогревателями сетевой воды турбоагрегатов ст.№№3; 4; 5; 6; 7; 8; 10; 11. Пиковые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения покрываются водогрейными котлами, и пиковыми бойлерными установками ст.№№10; 11; 12.

Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2019 году.

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1973
2	2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1973
3	3	Т-105/120-130-2	ТМЗ	1974
4	4	Т-105/120-130-2	ТМЗ	1974
5	5	Т-110/120-130-3	ТМЗ	1975
6	6	Т-110/120-130-3	ТМЗ	1975
7	7	Т-110/120-130-3	ТМЗ	1976
8	8	Т-110/120-130-3	ТМЗ	1977

9	9	P-50-130/13	ЛМЗ	1978
10	10	T-175/210-130	ТМЗ	1984
11	11	T-185/220-130	ТМЗ	1987
12	1	ПТВМ-100	БелКЗ	1971
13	2			1971
14	3			1972
15	4			1972
16	5			1972
17	6			1972
18	7	ПТВМ-180	БелКЗ	1976
19	8			1976
20	9			1977
21	10			1977
22	11			1980
23	12			1981
24	13			1981
25	14			1981

Табл. 2.12 Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2019 год.

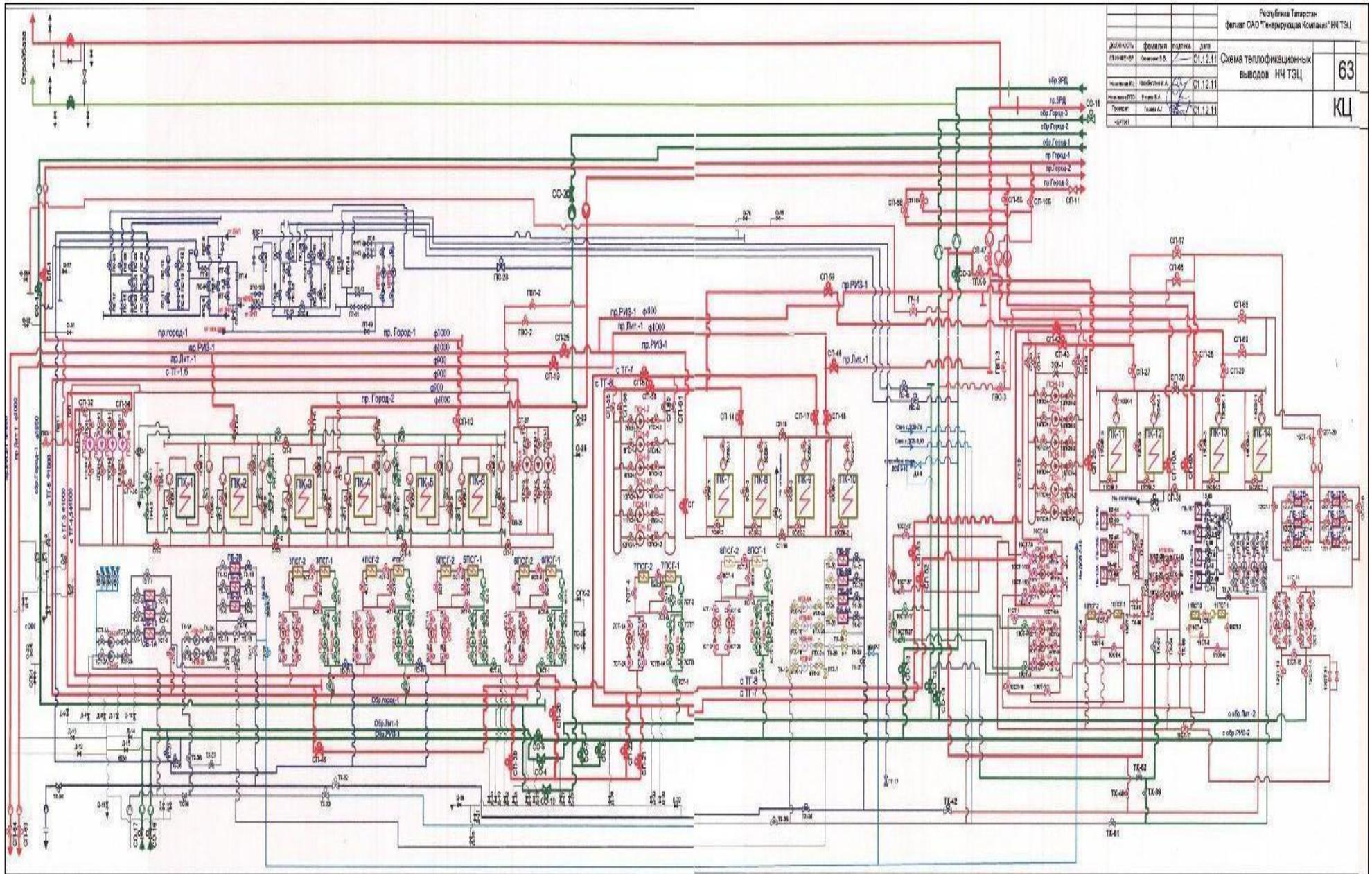
Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры:		
ПСГ-2300-3-8-II	87,5 (100)	3500
ПСГ-2300-2-8-I	87,5 (100)	3500
ПСГ-5000-3,5-8П	135 (155)	6000
ПСГ-5000-2,5-8П	135 (155)	6000
Пиковые бойлеры:		
ПСВ-500-14-23	60 (68,9)	1800

Примечание: на турбоагрегатах типа T-105/120-130 и T-110/120-130 теплообменники ПСГ-2300-2-8-I и ПСГ-2300-3-8-II; на турбоагрегатах типа T-175/210-130 и T-185-220-130 теплообменники ПСГ-5000-2,5-8П и ПСГ-5000-3,5-8П; ПСВ-500-14-23 от отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 и P-50-13-13.

Табл. 2.13 Характеристика сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2019 год

Наименование механизма установки	Тип	Производитель, м ³ /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	43
	СЭ-5000-70	5000	70	1250	6
	KRNA-300 660/40A	1250	140	680	7
	СЭ-2500- 180-10	2500	180	1600	18

Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ



Республика Татарстан Федеральное государственное предприятие "Татэнерго"			
Должность	Фамилия	Инициалы	Дата
Проектировщик	Иванов И.С.	И.С.	01.12.11
Проверенный	Петров П.А.	П.А.	01.12.11
Титул	Сидоров С.В.	С.В.	01.12.11
Схема теплофикационных выводов НЧ ТЭЦ			63
			КЦ

2.1.6 Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественным регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70°С, выбранного во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 70-х годах прошлого века и действовал до окончания отопительного периода 2015/2016, но со срезкой на 109°С. Данная срезка обоснована не полной обеспеченностью потребителей индивидуальными тепловыми пунктами с автоматическими узлами регулирования и наличием в их системах отопления оборудования, которое не может работать с более высокими температурами.

Необходимо отметить, что развитие города в конце 80 годов привело к возникновению значительных проблем в системе теплоснабжения. Особенностью системы теплоснабжения являлся открытый водоразбор сетевой воды на нужды горячего водоснабжения в Северо-западной части города, получающей тепловую энергию от Набережночелнинской ТЭЦ. Был период, когда мощности системы химводоподготовки Набережночелнинской ТЭЦ не могли покрыть возросшие потребности города в горячем водоснабжении при пиковых нагрузках, и тогда, для обеспечения стабильного режима теплоснабжения, энергетики были вынуждены осуществлять подпитку системы водой не прошедшей через установки умягчения воды.

Это привело к интенсивной коррозии систем теплоснабжения зданий и к зарастанию внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем.

Согласно справки “Татгосэнергонадзора”, в 2001 году зарастание внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем составляет для зданий со сроком службы до 10 лет (пробные вырезки участков стояков 13 – 14 комплексов) более 60%, а по зданиям первых лет застройки Нового города более 80%.

Из-за увеличения местных сопротивлений внутренней разводки отопительных систем и превышении значений более 2 м.вод.ст. элеваторные узлы смешения начинают работать в перемычку и жилищные организации вынуждены устанавливать заглушки на линиях подмеса. Так при проверке в 2001г. 1528 элеваторных узлов (из 3677 установленных в северо-восточной части города), выявлено, что в рабочем состоянии находятся только 127 единиц, т.е. 8,3 %.

Многие здания, для обеспечения приемлемого теплового режима внутренних помещений, вынуждены просто поставить на “слив”. При этом ночная подпитка в зимние месяцы при норме в 1050 м³/час составляла 3800 и более м³/час, в пересчете на 1 человека более 500 л/сутки.

Все выше перечисленное привело к тому, что с 1997 года температурный режим работы тепловых сетей для обеспечения безопасности потребителей был установлен 150 – 70°С с верхней срезкой 105°С (точка излома при $t_{нар} = - 12^{\circ}\text{C}$). В таком режиме тепловые сети эксплуатировались до начала внедрения систем погодного регулирования (автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов – АИТП) с 2004 года, и полученные результаты позволяли сделать вывод, что использование данной технологии позволяет решить многие проблемы, возникающие как в системах отопления жилых домов, так и системах теплоснабжения. По мере внедрения АИТП температурный режим отпуска тепловой энергии планомерно повышался.

По состоянию на 01.01.2020 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения будет закончен в 2020 году.

Для филиалов АО «Татэнерго» НчТЭЦ и котельной БСИ, тепловых сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» разработан и утвержден единый график отпуска тепловой энергии.

Табл. 2.14 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплотрассе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплотрассе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплотрассе, т/час	Расход теплоносителя в обратном теплотрассе, т/час.
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - - 32°С	114	64	н/д	н/д
-31	114	63	н/д	н/д
-30	114	62	н/д	н/д
-29	113	61	н/д	н/д
-28	113	61	н/д	н/д
-27	113	60	н/д	н/д
-26	112	59	н/д	н/д
-25	112	59	н/д	н/д
-24	111	58	н/д	н/д
-23	110	58	н/д	н/д
-22	110	57	н/д	н/д
-21	109	57	н/д	н/д
-20	108	56	н/д	н/д
-19	107	55	н/д	н/д
-18	106	55	н/д	н/д
-17	105	54	н/д	н/д
-16	104	54	н/д	н/д
-15	103	53	н/д	н/д
-14	102	53	н/д	н/д

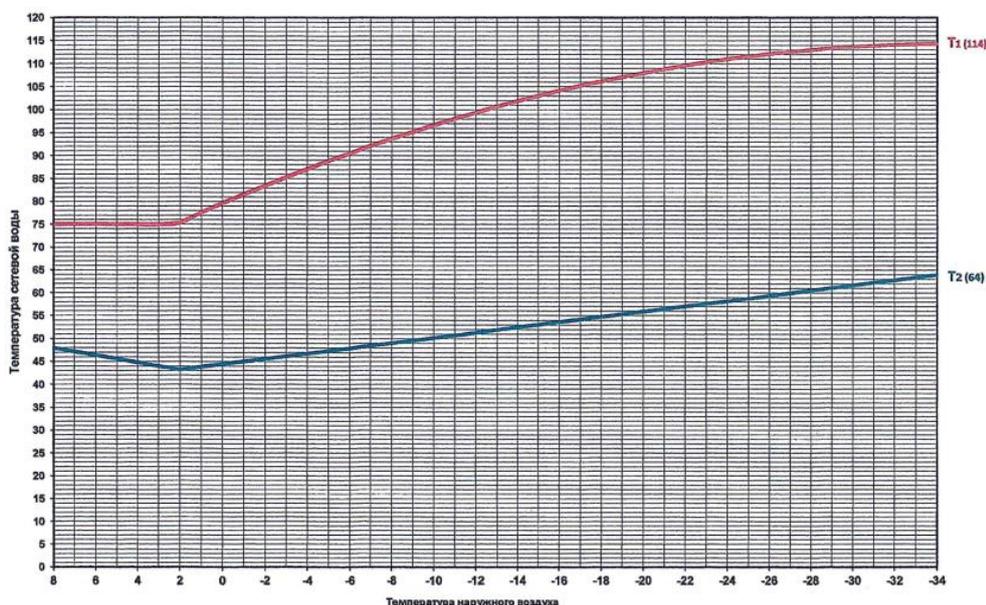
-13	101	52	н/д	н/д
-12	99	51	н/д	н/д
-11	98	51	н/д	н/д
-10	97	50	н/д	н/д
-9	95	50	н/д	н/д
-8	94	49	н/д	н/д
-7	92	48	н/д	н/д
-6	91	48	н/д	н/д
-5	89	47	н/д	н/д
-4	87	47	н/д	н/д
-3	85	46	н/д	н/д
-2	83	46	н/д	н/д
-1	82	45	н/д	н/д
0	80	44	н/д	н/д
1	78	44	н/д	н/д
2	75	43	н/д	н/д
3	75	44	н/д	н/д
4	75	45	н/д	н/д
5	75	46	н/д	н/д
6	75	46	н/д	н/д
7	75	47	н/д	н/д
8	75	48	н/д	н/д

Согласовано:
 Руководитель Исполнительного комитета
 МО город Набережные Челны
 Р.А. Абдуллин
 2018 г.

Утверждаю:
 Главный инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС
 А.В. Гришанин
 2018 г.

tn	T1 (114°C)	T2 (64°C)
8	75	48
7	75	47
6	75	48
5	75	48
4	75	48
3	75	44
2	75	43
1	78	44
0	80	44
-1	82	45
-2	83	46
-3	85	46
-4	87	47
-5	89	47
-6	91	48
-7	92	48
-8	94	49
-9	95	50
-10	97	50
-11	98	51
-12	99	51
-13	101	52
-14	102	53
-15	103	53
-16	104	54
-17	105	54
-18	106	55
-19	107	55
-20	108	56
-21	109	57
-22	110	57
-23	110	58
-24	111	58
-25	112	59
-26	112	60
-27	113	60
-28	113	61
-29	113	61
-30	114	62
-31	114	62
-32	114	63
-33	114	63
-34	114	64

Температурный график работы
 НЧТЭЦ - г. Набережные Челны



1. tn - температура наружного воздуха, °C
2. T1 - температура воды в подающем трубопроводе, °C
3. T2 - температура воды в обратном трубопроводе, °C
4. Температурный график корректируется при существенных изменениях в системе теплоснабжения.

Согласовано:
 Гл. инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧ ТЭЦ

Зам. гл. инженера филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС
 Разработал:
 и.о. начальника СНИИ филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС

М.А. Токмачев
 Д.А. Волков
 А.В. Метлев

Расчетная температура наружного воздуха согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» составляет - 32°C (обеспеченностью 0.92), утвержденные температурные графики работы НЧТЭЦ и потребителей составлены для температур наружного воздуха обеспеченностью 0.98, т.е. -34°C.

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 теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 42-58°С.

Набережночелнинская ТЭЦ имеет 6 отдельных тепловодов (ПАО «КамАЗ» - ЛИТ-1, РИЗ-1, ООО «ТСЗВ») – ЗРД, и тепловоды №100, №200, №300 – обеспечивающие теплоснабжение города. Учет расходов теплоносителя по подающим и обратным тепловодам осуществляется раздельно.

Для потребителей тепловой энергии от Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ разработан и утвержден так же единый график отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии.

Табл. 2.15 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии.

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °С
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - - 32°С	110	70	110	70
-31	110	69	110	69
-30	110	67	110	68
-29	109	67	109	67
-28	109	66	109	67
-27	108	65	108	66
-26	108	65	108	65
-25	107	64	107	65
-24	107	64	107	64
-23	106	63	106	64
-22	105	62	105	63
-21	105	62	105	62
-20	104	61	104	62
-19	103	60	103	61
-18	102	60	102	60
-17	101	59	101	60
-16	100	58	100	59
-15	99	58	99	58
-14	98	57	98	58
-13	96	56	96	57
-12	95	56	95	56
-11	94	55	94	56
-10	92	55	92	55

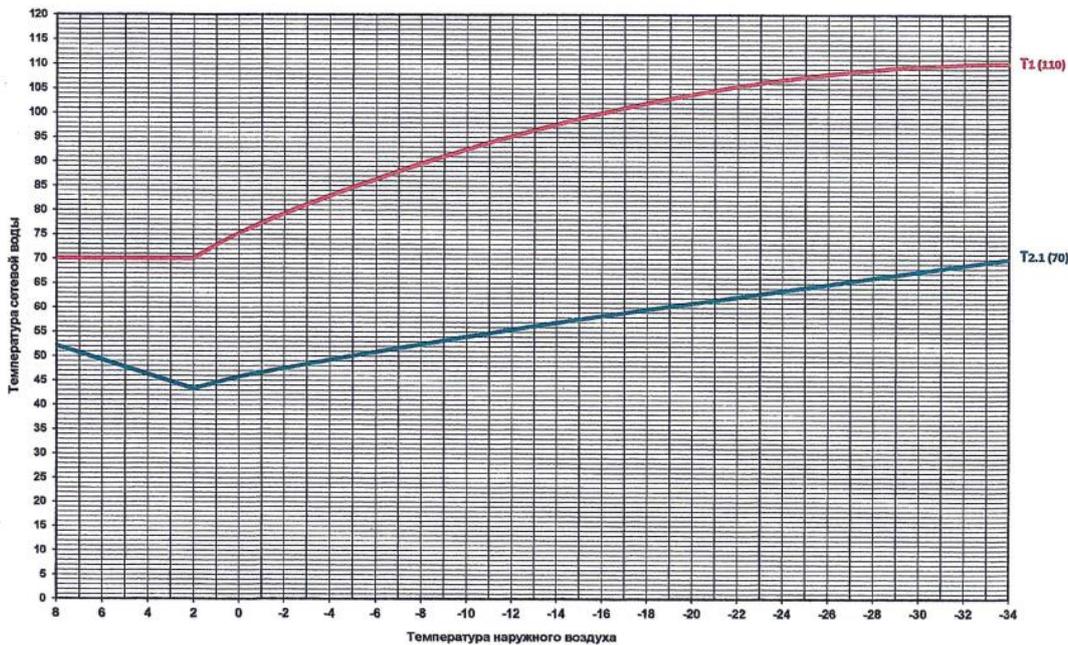
-9	91	53	91	54
-8	90	52	90	53
-7	88	52	88	52
-6	86	51	86	52
-5	85	50	85	51
-4	83	49	83	50
-3	81	48	81	49
-2	79	48	79	48
-1	77	47	77	48
0	75	46	75	47
1	73	45	73	46
2	70	43	70	45
3	70	45	70	43
4	70	46	70	45
5	70	48	70	46
6	70	49	70	48
7	70	51	70	49
8	70	52	70	51

Согласовано:
 Руководитель Исполнительного комитета
 МО город Набережные Челны
 Р.А. Абдуллин
 2018 г.

Утверждаю:
 Главный инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС
 А.В. Гришанин
 2018 г.

tn	T1 (110°C)	T2 (70°C)
8	70	52
7	70	51
6	70	49
5	70	48
4	70	48
3	70	46
2	70	43
1	73	45
0	75	46
-1	77	47
-2	79	48
-3	81	48
-4	83	49
-5	85	50
-6	86	51
-7	88	52
-8	90	52
-9	91	53
-10	92	54
-11	94	55
-12	95	56
-13	96	56
-14	98	57
-15	99	58
-16	100	58
-17	101	59
-18	102	60
-19	103	60
-20	104	61
-21	105	62
-22	105	62
-23	106	63
-24	107	64
-25	107	64
-26	108	65
-27	108	65
-28	109	66
-29	109	67
-30	110	67
-31	110	68
-32	110	69
-33	110	69
-34	110	70

Температурный график работы НЧТЭЦ - г. Набережные Челны
 и систем отопления и вентиляции потребителей при непосредственном подключении к тепловым сетям.



1. tn - температура наружного воздуха, °C
2. T1 - температура воды в подающем трубопроводе с НЧТЭЦ, °C
3. T2 - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления, °C
4. Температурный график корректируется при существенных изменениях в системе теплоснабжения.

Согласовано:
 Гл. инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТЭЦ

Зам. гл. инженера филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТЭЦ
 Разработал:
 и.о. начальника СНИИ филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТЭЦ

М.А. Токмачев
 А.В. Волков
 А.В. Метлев

Приготовление горячей воды для систем горячего водоснабжения осуществляется на теплообменном оборудовании потребителей тепловой энергии и, соответственно, теплоноситель используемый для подогрева хоз – питьевой вода для ГВС имеет на вводе те же параметры, что и для систем отопления.

2.1.7 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки.

В Табл. 2.16 представлены сведения по среднегодовой загрузке оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности по годам ретроспективного периода).

Табл. 2.16 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (по годам ретроспективного периода).

Годы (ретроспективный период)	КИУМ тепловой мощности, %	КИУМ электрической мощности, %
2014	33,4	35,264
2015	22,1	30,569
2016	10,9	32,593
2017	10,9	31,204
2018	11,7	33,081
2019	11,03	34,354

2.1.8 Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенной в тепловые сети от источника комбинированной выработки.

Набережночелнинская ТЭЦ оборудована комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от Набережночелнинской ТЭЦ, 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 «Взлёт ИИС», которые состоят из отдельных узлов учета, обеспечивающих сбор, накопление, хранение и передачу параметров энергоносителей пользователям, и включают в себя:

- по одному тепловычислителю ТСП 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 «Взлёт СП»;

- 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.

Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды на выводах ТЭЦ и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период.

Узлы учета работают непрерывно в автоматическом режиме. Программа «Отчеты», входящая в состав программных комплексов «Взлет СП», предназначена для автоматизации сбора данных с приборов учета и подготовки по этим данным отчетных документов. Полученная информация используется персоналом расчетных групп ПТО. Организованы отдельные рабочие места для оперативного персонала на ЦЩУ ТЭЦ, оснащенные системами отображения технологической информации, поступающей от «Взлет ИИС» Все средства измерения, задействованные в АСКУТЭ, внесены в Госреестр и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ представлен в Табл. 2.17

Табл. 2.17 Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №1	07.17г.	07.21г.
2	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
3	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
4	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
5	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №2	07.17г.	07.21г.
6	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
7	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
8	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
9	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №3	07.17г.	07.21г.
10	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
11	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
12	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
13	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Цех топливоподачи №1	07.17г.	07.21г.
14	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
15	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
16	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
17	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Цех топливоподачи №2	07.17г.	07.21г.
18	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
19	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
20	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
21	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	БОС	07.17г.	07.21г.
22	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
23	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
24	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
25	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Здание ОРУ	07.17г.	07.21г.
26	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
27	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
28	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
29	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ЛОК	07.17г.	07.21г.
30	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
31	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
32	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
33	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Бассейн	07.17г.	07.21г.
34	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
35	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
36	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
37	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Грязелечебница	07.17г.	07.21г.
38	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
39	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
40	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
41	1	«ВЗЛЕТ ТР СВ»	5%	Проходная	07.17г.	07.21г.
42	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
43	2	Взлет ТПС ТС 100П			07.17г.	07.21г.
44	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
45	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ОВК	07.17г.	07.21г.
46	2	«Взлет ЭРСВ 420Л»	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
47	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
48	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
49	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Электрический цех	07.17г.	07.21г.
50	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
51	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
52	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
53	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ЦТО (ремонтно-механическая мастерская)	07.17г.	07.21г.
54	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
55	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
56	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
57	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пожарная часть №45	07.17г.	07.21г.
58	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
59	2	Взлет ТПС ТС	$\pm(0.05+0.001t)$,		07.17г.	07.21г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
		100П	°С			
60	2	СДВ	0.5		07.17г.	07.21г.
61	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	АБК	07.17г.	07.21г.
62	2	"Взлет ЭРСВ 031"	ПГ 2%		07.17г.	07.21г.
63	2	Взлет ТПС ТС 100П	1		07.17г.	07.21г.
64	2	МТИ	1		08.20г.	08.21 г.
65	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Главный корпус (ввод 1)	10.18г.	10.22г.
66	1	"Взлет УРСВ 520"	2%		10.18г.	10.22г.
67	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
68	2	МТИ	1		08.20г.	08.21 г.
69	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Главный корпус (ввод 2)	10.18г.	10.22г.
70	1	US 800	2%		09.17г.	09.21г.
71	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
72	2	МТИ	1		08.20г.	08.21 г.
73	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Главный корпус (ввод 3)	10.18г.	10.22г.
74	1	US 800	2%		09.17г.	09.21г.
75	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.	07.21г.
76	2	МТИ	1		08.20г.	08.21 г.

2.1.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источника комбинированной выработки тепловой энергии.

Отказы отпуска тепловой энергии с коллекторов Набережночелнинской ТЭЦ, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, за 2019 год отсутствуют. Технологические нарушения, произошедшие на электростанции за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя.

Сведения о технологических нарушениях, произошедших на станции за период 2016 – 2019 года приведены в таблице Табл. 2.18.

Табл. 2.18 Сведения о технологических нарушениях

Год	2016	2017	2018	2019
Котлоагрегаты:				
Количество технологических нарушений	3	2	1	0
В том числе по вине персонала	0	0	0	0

Год	2016	2017	2018	2019
Турбоагрегаты:				
Количество технологических нарушений	3	3	1	5
В том числе по вине персонала	0	0	0	0
Турбогенераторы:				
Количество технологических нарушений	0	1	4	0
В том числе по вине персонала	0	0	0	0
Трансформаторы (электротехническое оборудование):				
Количество технологических нарушений	1	0	0	1
В том числе по вине персонала	0	0	0	0
Главные паропроводы:				
Количество технологических нарушений	0	0	0	0
В том числе по вине персонала	0	0	0	0
Прочее оборудование:				
Количество технологических нарушений	4	5	4	2
ВСЕГО технологических нарушений:	11	11	10	8
В том числе в период отопительного сезона	10	4	5	5
Ущерб/затраты на ремонт (тыс. руб.)	925,969	854,748	0	557,466

После выяснения причин технологических нарушений в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима. Технологические нарушения в работе основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ были ликвидированы в минимально короткие сроки благодаря наличию значительного количества резервного оборудования и поперечным связям, как в тепловой, так и в электрических схемах станции.

Не смотря на наличие технологических нарушений, прекращения подачи тепла по данным АО «Татэнерго» в тепловые сети не было.

2.1.10 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств.

Вода для системы технического водоснабжения, поступающая на НчТЭЦ из водохранилища р. Кама, служит исходной водой получения добавочной воды барабанных котлов. Для приведения ее к нормативным показателям используется обессоливающая установка.

Обессоливающая установка работает по схеме: «Известкование и коагуляция в осветлителях, двухступенчатое обессоливание, (Н – катионирование, ОН- анионирование – 2 ступени). Перед известкованием и коагуляцией добавочная вода проходит электромагнитную обработку через АМО (аппарат магнитной обработки).

Кроме восполнения потерь конденсата в цикле станции, от обессоливающей установки подается деминерализованная вода на технологические нужды заводов ОАО «КамАЗ».

Конденсат от потребителей не возвращается по причинам, обусловленным технологическими процессами и непригодностью схемы сбора и возврата конденсата от тепловых потребителей из-за низких расходов пара и большей протяженностью конденсаторов.

Проектная производительность обессоливающей установки составляет 630 т/час.

Для подпитки тепловой сети исходной водой является вода питьевого качества, которая подогревается во встроенных пучках турбогенераторов №5, 6, 7, 8 и далее проходит дополнительную обработку в установке ПТС. Установка ПТС состоит из двух самостоятельных очередей. Работает по схеме: обработка ингибитором Акварезалт марки 1040-3-3 низкотемпературный в летний период и Акварезалт марки 1040-2-5 высокотемпературный в зимний период, частичное подкисление концентрированной серной кислотой (в зимний период), с последующей декарбонизацией и подщелачиванием раствором едкого натра. После декарбонизатора вода за счет гидростатического напора подается в баки-аккумуляторы. Вода из баков- аккумуляторов по двум коллекторам подается во всасывающий коллектор подпиточных насосов. Производительность I очереди установки ПТС – 2200 т/час. (4 блока производительностью по 550 т/час). Производительность II очереди установки подпитки теплосети 2725 т/час (5 блоков производительностью по 545 т/час и 1 блок №9-резервный).

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

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии комбинированной выработки в г. Набережные Челны за последние три года не выдавалось.

2.1.12 Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.

Основным топливом Набережночелнинской ТЭЦ является природный газ, резервным является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8621 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Природный газ поступает по отводу от магистрального газопровода Миннибаево – Ижевск и отводу от Новопсковского коридора магистральных газопроводов к Нижнекамскому пром. узлу. Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП.

Газоснабжение Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам Ø720мм высокого давления до 1.2 МПа – 2 газопровода от ГРС-3 до ГРП – 2, 3, один от ГРС-2 до ГРП-1. Пропускная способность ГРП-1 - 290 т.м³/час, ГРП-2 - 340 т.м³/час, ГРП-3 - 290 т.м³/час.

Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки приведены в Табл. 2.19

Табл. 2.19 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии.

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2014	8115	1278060	1278060	0
2015	8178	1109563	1109563	0
2016	8184	1034452	1034452	0
2017	8163	1175294	1175294	0
2018	8158	1245295	1245295	0
2019	8175	1286935	1286935	0

Сведения о характеристике и расходе жидкого топлива, сжигаемого на Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.20

Табл. 2.20 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии.

Год	Мазут					
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$, ккал/кг		Влажность, средняя за год, W_p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
	с влагой	без влаги				
2014	8 588	9 412	8,75	0	13067	49169,7
2015	8 272	9 296	10,11	1224,7	17015,1	33379,2
2016	8 655	9 480,6	8,71	201181,5	168907,5	65653,3
2017	8 784	9 480	7,35	0	9393	56260,3
2018	8 621	9 447	8,74	0	5971,9	50288,4
2019	8 740	9 458,56	7,59	0	5017,7	45270,7

2.1.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии,

функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегаты), входящее в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей в городе Набережные Челны отсутствуют.

2.1.14 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ города Набережные Челны, за период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.1.15 Эксплуатационные показатели функционирования источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Эксплуатационные показатели функционирования Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.21.

Табл. 2.21 Эксплуатационные показатели Набережночелнинской ТЭЦ.

Наименование показателя	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Выработка электроэнергии	тыс. кВт-ч	3 159 842	3 378 270	3 225 469	3 419 476	3 578 264
Расход электроэнергии на собственные нужды, в том числе	тыс. кВт-ч	279 818	308 962	291 646	296 238	296 050
расход электроэнергии на ТФУ	тыс. кВт-ч	68 010	69 617	70 014	72 797	68 599
отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	тыс. кВт-ч	2 880 024	3 069 308	2 933 823	3 123 238	3 282 214
Выработка тепла с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	3674,694	3928,451	3905,571	4178,467	3954,711
из производственных отборов;	тыс. Гкал	708,429	944,277	965,882	942,532	825,39
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 163,76	3 373,88	3 311,05	3 645,17	3 568,74
из отборов противодавления	тыс. Гкал	-	-	-	-	0
из конденсаторов	тыс. Гкал	107,884	25,232	8,871	6,94	3,03
из ПВК	тыс. Гкал	51,894	51,031	34,643	19,001	10,46
из РОУ	тыс.	0,46	0	3,364	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
	Гкал					
СН и ХН в паре и горячей воде (и остальные неучтенные в этой таблице)	тыс. Гкал	357,736	465,971	418,235	435,174	452,896
Фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1 440	1 464	1 449	1 428	1 521
Расход тепла на выработку электроэнергии	тыс. Гкал	4 549	4 945	4 673	4 883	5 444
Расход тепла на собственные нужды	Гкал	17 574	230 962	201 578	173 452	169 512
Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 469	1 495	1 480	1 456	1 551
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии;	г/кВт-ч	291,7	297,3	296,9	294,4	302,6
Отношение отпуска тепла с отработавшим паром к полному отпуску тепла от ТЭЦ;	%	97.3	97.4	97.8	98.3	98.6
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	456	446	445	447	452
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	273	276	275	263	265
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	494	492	494	495	495
с паром на ВП	кВт-ч/Гкал	571	587	582	581	567
Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу;	тыс.кВт-ч	1 816 516	1 935 415	1 905 238	2 054 990	1 986 255
Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	тыс.кВт-ч	1 343 326	1 442 855	1 320 231	1 364 486	1 592 009
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, в том числе	г/кВт-ч	291,7	297,3	296,9	294,4	302,6
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	220,833	227,709	229,108	230,22	227,582
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	387,708	390,86	394,815	390,894	395,819
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	130,3	133,7	130,9	129,1	130,6
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 318,87	1 437,57	1 382,44	1 458,98	1 509,804

2.2 Котельный цех БСИ.

В соответствии с приказом №46 от 11.02.2014г. Тепловая станция БСИ с 01.01.2014г. вошла в состав Филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ, и именуется как котельный цех БСИ, и входит в состав ЕТО- 1. Котельный цех БСИ ранее обеспечивал тепловой энергией Юго-Западную часть г. Набережные Челны. В данный момент Котельный цех БСИ работает на единую общую тепловую сеть с Набережночелнинской ТЭЦ и используется для покрытия пиковых режимов работы в системе СЦТ-1.

Кроме этого, Котельный цех БСИ поставляет тепловую энергию в виде пара на промышленные предприятия, а именно: ООО «Домкор», ООО «Инеш».

Установленная тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,0 Гкал/час. В котельном цехе установлено 7 паровых и 6 водогрейных котлов. Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

Табл. 2.22 Состав и технические характеристики основного оборудования котельной Котельного цеха БСИ.

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ									
Котельный цех БСИ (Фабричный проезд, д.8)	ДКВР-20/13	1	1972	11,3	589,7	На консервации		187,6	-
	ДКВР-20/13	1	1972	11,3		На консервации			14.12.2018
	ДКВР-10/13	1	2011	5,6		155,06	92,13		-
	ДКВР-20/13	1	1973	11,3		157,05	90,96		20.02.2018
	ГМ-50-14	1	1979	30,1		На консервации			-
	ГМ-50-14	1	1978	30,1		155,58	91,82		11.02.2020
	ГМ-50-14	1	1978	30,1		155,89	91,64		27.02.2020
	ПТВМ-100	1	1976	100		149,04	95,85		17.04.2020
	ПТВМ-100	1	1976	100		150,47	94,94		19.09.2016
	ПТВМ-100	1	1980	100		148,92	95,93		09.02.2019
	ПТВМ-100	1	1981	100		148,65	96,1		18.06.2019
	ПТВМ-30	1	1984	30		На консервации			-
	ПТВМ-30	1	1984	30		На консервации			-

Табл. 2.23 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику, Гкал/ч.

Год	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная.	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая.	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной, нетто.
2014	Котельный цех БСИ (КЦ БСИ)	589,7	0	589,7	3,209	586,491
2015		589,7	0	589,7	3,209	586,491
2016		589,7	0	589,7	3,209	586,491
2017		589,7	0	589,7	3,209	586,491
2018		589,7	112,6	477,1	3,209	473,891
2019		589,7	112,6	477,1	3,209	473,891

Табл. 2.24 Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной.

Год	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на хоз. нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть от котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
2018	КЦ БСИ	94070,9	801	93269,9	природный газ, мазут	17034
2019	КЦ БСИ	67730,5	606	67124,5	природный газ, мазут	12703

2.2.1 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ.

Данные по срокам ввода в эксплуатацию, времени наработки и годам достижения паркового ресурса основного оборудования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.25 и Табл. 2.26.

Табл. 2.25 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых котлов КЦ БСИ.

Ст. №	Тип котла	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ДКВР 20/13	1972	20	50389	На консервации	-	-	-
2	ДКВР 20/13	1972	20	54549	На консервации	-	-	-
3	ДКВР 10/13	2011	24	18631	15.09.2011	-	-	15.09.2025
4	ДКВР 20/13	1973	20	89340	20.02.2018	4 года	5	25.01.2022
5	ГМ 50/14	1979	20	77973	На консервации	-	-	-
6	ГМ 50/14	1978	20	75825	06.05.2020	4 года	4	11.02.2024
7	ГМ 50/14	1978	20	82479	11.05.2020	4 года	4	27.02.2024

Табл. 2.26 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип котла	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1976	20	92090	07.12.2016	4 года	4	17.06.2020
2	ПТВМ-100	1976	20	100830	10.08.2016	4 года	4	15.06.2020
3	ПТВМ-100	1980	20	67849	09.02.2019	4 года	5	17.01.2023
4	ПТВМ-100	1981	20	74252	30.07.2019	4 года	5	28.03.2023
5	ПТВМ-30М	1984	20	30768	На консервации	-	-	-
6	ПТВМ-30М	1984	20	28536	На консервации	-	-	-

2.2.2 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ.

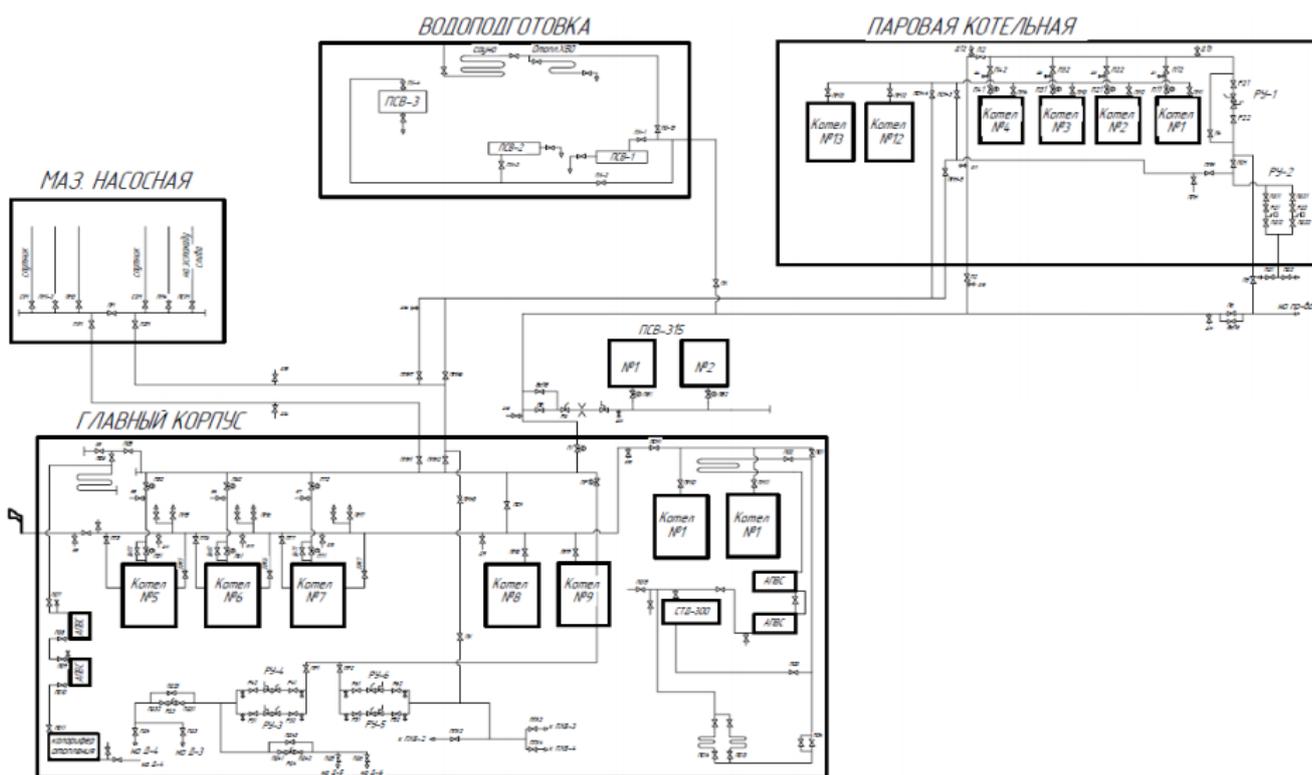
Так как Котельный цех БСИ работает на единую тепловую сеть с Набережночелнинской ТЭЦ, режим отпуска тепловой энергии в горячей воде от котельной осуществляется в соответствии с утвержденным графиком регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (Табл. 2.14). Отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с выходными параметрами $P_{\text{пара}} = 7 \text{ кг/см}^2$, $T_{\text{пара}} = 168 \div 180 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура сетевой воды и расходы в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, и как отмечалось выше, мощности КЦ БСИ используются в основном для покрытия пиковых нагрузок.

2.2.3 Схема выдачи тепловой мощности котельной.

На Рис. 2.3 и Рис. 2.4 представленных ниже, приведены технологическая схема основных паропроводов и схема сетевых трубопроводов Котельного цеха БСИ.

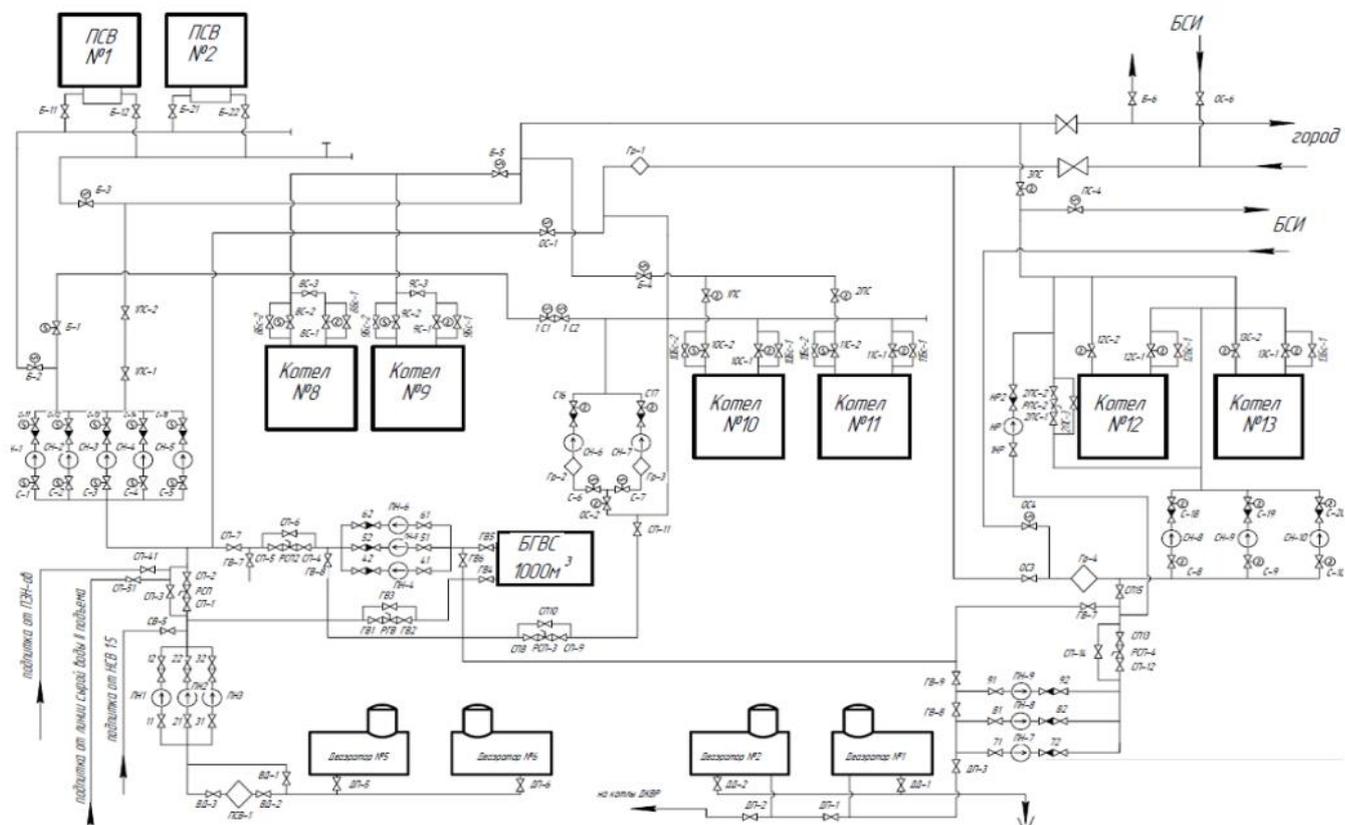
Рис. 2.3 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ.



В связи с тем, что Котельный цех БСИ по сетевой воде используется только в пиковых режимах, а паровая нагрузка промышленных потребителей практически постоянна и, соответственно, паровые котлоагрегаты работают в постоянном режиме, отпуск тепловой энергии осуществляется в основном от паровых котлов. При пиковых режимах работы тепловой

сети отпущек тепловой энергии в городскую теплосеть осуществляется через 2 подогревателя сетевой воды типа ПСВ-315-14/23.

Рис. 2.4 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ.



2.2.4 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.

В Табл. 2.27 представлены данные по среднегодовой загрузке оборудования Котельного цеха БСИ.

Табл. 2.27 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.

Год	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
2018	КЦ БСИ	589,7	94070,9	159,5
2019	КЦ БСИ	589,7	67730,5	114,8

2.2.5 Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.

Отпуск тепловой энергии Котельного цеха БСИ осуществляется узлами коммерческого учета.

Измерения тепловой энергии, количества и параметров теплоносителей выполняются автоматизированной системой коммерческого учета тепловой энергии АСКУТЭ. Автоматизированная система коммерческого учета тепловой энергии (АСКУТЭ), введенная в эксплуатацию на ОАО «НЧТС» в 2010 году, обеспечивает вывод на ПК информации по текущим значениям параметров теплоносителей, отпуска и потребления 23 тепловой энергии на СН (количество тепловой энергии, расход, давление и температура теплоносителя). Система производит обработку и архивирование данных. Коммерческий учет «Сетевая вода» построен на ультразвуковом методе измерения расхода теплоносителя на базе расходомеров US-800 и многоканального тепловычислителя «КАРАТ». Коммерческий учет «Пар на пром. зону» построен на вихревом методе измерения расхода теплоносителя на базе расходомера «Ирга-РВ» и многоканального тепловычислителя «КАРАТ».

Табл. 2.28 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника КЦ БСИ.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	1	Карат- 011	±4%	Учет тепловой энергии пара	2.06.16	2.06.21
2	1	ИРГА-РВ	±2%		20.10.19	20.10.21
3	1	СДВ-И	±0.5%		21.10.19	21.10.21
4	1	ТСП-Н	±(0.05+0.001t), °С		24.07.18	24.07.22
5	1	Карат	±4%	Учет отпуска в водяную теплосеть.	13.05.18	13.05.23
6	2	US - 800	±1%		19.07.20	19.07.24
7	2	КРТ	±0.5%		19.07.20	19.07.22
8	2	КПТПР	±(0.05+0.001t), °С		29.08.18	29.08.22

2.2.6 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.

Подготовка химочищенной воды Котельного цеха БСИ осуществляется на двух схемах.

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки паровых и водогрейных котлов является камская вода, очищенная до состояния хозяйственной воды.

Исходная вода подается по двум водоводам: №1 ООО «Челны водоканал» и №2 запасной водовод из ПНС п. Сидоровка. Исходная вода подается под давлением 0,5-1,0 кгс/см' на

всасывающий коллектор насосов исходной воды. После насосов исходная вода под давлением 4-6 кгс/см² подается на пластинчатые теплообменники, где подогревается до температуры 25-40 °С.

1. Схема водоподготовки для водогрейных котлов ПТВМ — 30, 100.

Исходная вода с температурой 25-40 °С подается на Н-катионитные фильтры с «голодной» регенерацией и затем на буферные фильтры, далее вода с фильтров поступает в декарбонизаторы № 1, 2 и сливается в баки декарбонизированной воды. Дегазированная вода насосами подается в атмосферные деаэратеры, затем насосами подпиточной воды на подпитку теплосети, либо водогрейных котлов ПТВМ-100, либо в бак-аккумулятор.

Проектная производительность — 200 м³/час. Фактическая производительность не более 50 м³/час.

2. Схема водоподготовки для паровых котлов ГМ - 50/14 ДИВР - 20/3, ДКВР - 10/13.

Подогретая вода проходит двухступенчатое натрий-катионирование и подается в атмосферные деаэратеры, затем насосами питательной воды в паровые котлы ГМ 50/14, ДКВР 20/13 и ДКВР 10/13.

Проектная производительность — 150 м³/час. Фактическая производительность не более 30 м³/час.

2.2.7 Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети за период 2009 – 2019г.г. не зафиксировано.

2.2.8 Сведения о предписаниях, выданных надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной.

В настоящее время предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельного цеха БСИ не было.

Эксплуатация объекта осуществляется с соблюдением всех нормативных требований в области промышленной безопасности и охраны труда.

2.2.9 Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе.

Основным топливом для Котельного цеха БСИ служит природный газ, резервным – мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8621 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП - 2.

Подача природного газа на Котельный цех БСИ (КЦ БСИ) производится по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 1.2 МПа от ГРС -2 до ГРП - 2. Пропускная способность ГРП - 2 котельного цеха БСИ составляет – 160 тыс. м³/час.

Табл. 2.29 Установленный топливный режим котельной КЦ БСИ.

Год	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/м ³	Расход условного топлива, т.у.т.
2014	Котельный цех БСИ	Газ	8135	49990,7
2015		Газ	8178	38024,2
2016		Газ	8179	19261,5
2017		Газ	8162	19221,5
2018		Газ	8142	17034,2
2019		Газ	8174	12702,4

Табл. 2.30 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на котельной КЦ БСИ.

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2014	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237
2015	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237
2016	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237
2017	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237
2018	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237
2019	сжигание не производилось	н/д	0	0	3409,237

2.2.10 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, за период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.2.11 Эксплуатационные показатели функционирования котельной КЦ БСИ.

Эксплуатационные показатели функционирования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.31

Табл. 2.31 Эксплуатационные показатели Котельного цеха БСИ.

Наименование показателя	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	30	31	32	33	34
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	152,8	153,4	153,6	153,6	154,2
Собственные нужды	%	5,6	14,3	15,9	15,5	14,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	160,4	178,3	182	181,1	187,6
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	18,5	21,8	23	22,8	25,9
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	4,81	2,42	2,35	2,15	1,59
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	-	-	-	-	-
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	-	-	-
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		мазут	мазут	мазут	мазут	мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-

2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» предназначена для выработки сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей, основной потребитель – «Завод ячеистого бетона», а так же обеспечивает тепловой энергией в виде горячей воды ближайших потребителей жилищно-коммунального хозяйства.

Установленная тепловая мощность котельной – 46,6 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность – 40,0 Гкал/час. В котельной установлено 6 паровых котлов.

Основным топливом для котельной служит природный газ, резервным – дизельное топливо.

Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ» приведены в

Табл. 2.32

Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику котельная ООО «КамгэсЗЯБ» приведены в Табл. 2.33.

Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной приведены в Табл. 2.34

Табл. 2.32 Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельно, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ									
(ООО «КамгэсЗЯБ») Набережночелнинский проспект, 39	ДКВР 10/13	1	1997 г.	6,6	46,6	151,4	94,33	162,68	НО и ВО: 17.03.21г; ГИ: 17.03.21г.
	ДКВР 10/13	1	1998 г.	6,6		162,34	94,33		НО и ВО: 25.07.2020 г ГИ: 25.07.19г.
	ДКВР 10/21	1	1965 г.	6,6		161,23	88,69		В настоящее время находится на ремонте
	ДКВР 10/21	1	1964 г.	6,6		-	-		На консервации
	ДКВР 20/13	1	2009 г.	13,3		156,06	93,14		НО и ВО: 22.09.2021 г; ГИ: 22.09.2021 г
	ДКВР 10/13	1	1999 г.	6,6		160,12	91,13		НО и ВО: 01.06.19г; ГИ: 01.06.19г.

Табл. 2.33 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику котельная ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч.

Год	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
2014	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	46,6	6,6	40	3,273	36,727
2015		46,6	6,6	40	3,273	36,727
2016		46,6	6,6	40	3,273	36,727
2017		46,6	6,6	40	3,273	36,727
2018		46,6	6,6	40	3,273	36,727
2019		46,6	6,6	40	3,273	36,727

Табл. 2.34 Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной.

Год	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на хоз. нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть от котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
2015	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	58973,7	2015	56958,7	Природный газ	9587
2016		49473,4	2306	47167,4	Природный газ	8248
2017		48900,8	3138	45762,8	Природный газ	8136
2018		52963,606	2800	50163,606	Природный газ	8814
2019		50148,83	2922	47227,05	Природный газ	8321

2.3.1 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Данные по срокам ввода в эксплуатацию, времени наработки и годам достижения паркового ресурса основного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ» приведены в Табл. 2.35

Табл. 2.35 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых котлов котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Ст. №	Тип котла	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
2	ДКВР 10/13	1997	20	27188	23.03.2017	5 лет	1	17.03.2021
3	ДКВР 10/13	1998	20	28635	11.05.2018	5 лет	1	11.05.2023
4	ДКВР 10/21	1965	20	72904	в ремонте			
5	ДКВР 10/21	1964	20	62313	на консервации			
6	ДКВР 20/13	2009	20	49377	01.01.2029	-	0	01.01.2029
7	ДКВР 10/13	1999	20	54573	19.08.2019	5 лет	1	19.08.2024

2.3.2 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Способ регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети котельной ООО «КамгэсЗЯБ» является качественным за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

Табл. 2.36 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника ООО «КамгэсЗЯБ».

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, т/час	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, т/час.
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - - 33°С	95	70	н/д	н/д
-32	93.8	69.1	н/д	н/д
-31	92.6	68.2	н/д	н/д
-30	91.4	67.4	н/д	н/д
-29	90.2	66.6	н/д	н/д
-28	89	65.8	н/д	н/д
-27	87.8	65	н/д	н/д
-26	86.6	64.2	н/д	н/д
-25	85.4	63.4	н/д	н/д
-24	84.2	62.6	н/д	н/д
-23	83	61.8	н/д	н/д
-22	81.8	61	н/д	н/д
-21	80.6	60.2	н/д	н/д
-20	79.4	59.4	н/д	н/д
-19	78.2	58.6	н/д	н/д
-18	77	57.8	н/д	н/д
-17	75.8	57	н/д	н/д
-16	74.6	56.2	н/д	н/д
-15	73.4	55.4	н/д	н/д
-14	72.2	54.6	н/д	н/д
-13	71	53.8	н/д	н/д
-12	69	53	н/д	н/д
-11	68.5	52.2	н/д	н/д
-10	67.3	51.4	н/д	н/д
-9	66	50.5	н/д	н/д
-8	65	50	н/д	н/д
-7	65	50.7	н/д	н/д
-6	65	51	н/д	н/д
-5	65	51.3	н/д	н/д

Табл. 2.37 Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Год	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
2015	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	46,6	58973,7	1474,343
2016		46,6	49473,4	1236,835
2017		46,6	48900,8	1222,52
2018		46,6	52963,61	1324,09
2019		46,6	50148,83	1253,721

2.3.5 Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в водяные тепловые сети.

Отпуск тепловой энергии, производимой Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» осуществляется узлом коммерческого учета.

Табл. 2.38 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника ООО «КамгэсЗЯБ».

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки	Дата следующей поверки
1	1	ТСРВ-022	±5%	Учет отпусков в водяную теплотсеть.	02.06.17	02.06.21
2	2	УРСВ- 520	±2%		20.10.17	20.10.21
3	2	ТСП-Н	±(0.05+0.001t), °С		24.07.20	24.07.22

2.3.6 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Источником водоснабжения является технический водовод ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и артезианская скважина.

Анализ качества исходной воды:

жесткость общая	5,3 мг-экв/л
щелочность	3,1 мг-экв/л
содержание железа	0,3
солеосодержание	300 мг/л
показатель РН	7,8

Схема обработки воды для питания паровых котлов - двухступенчатое натрий-катионирование, затем деаэрация. Производительность установки водоподготовки – 90 м³/ч.

Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка – 40 м³/ч. Основное оборудование ВПУ:

- Фильтры 1-2,0-0,6 диаметром 2000 мм – 2 шт. - 2 ступень;
- Фильтры 1-1,4-0,6 диаметром 1400 мм – 5 шт. - 1 ступень;
- Фильтры 1-1,4-0,6 диаметром 1400 мм – 2 шт. - 2 ступень;
- Деаэратор атмосферного типа ДА 50/50 – 2 шт.;
- Солевое хозяйство.

2.3.7 Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в тепловые сети за период 2009 – 2019г.г. не зафиксировано.

2.3.8 Сведения о предписаниях, выданных надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

В настоящее время предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ООО «КамгэсЗЯБ» не было.

Эксплуатация объекта осуществляется с соблюдением всех нормативных требований в области промышленной безопасности и охраны труда.

2.3.9 Проектный и установленный топливный режим котельной ООО «КамгэсЗЯБ», сведения о резервном топливе.

Основным топливом для котельной ООО «КамгэсЗЯБ» служит природный газ, резервным – дизельное топливо.

Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП - 1.

Природный газ на котельную ООО «КамгэсЗЯБ» подается по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 0.6МПа от ГРС-2 до ГРП-1. Пропускная способность ГРП-1 котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет -7000 м³/час

Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Год	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/м ³	Расход условного топлива, т.у.т.
2014	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	Газ	7980	10595,8
2015		Газ	8277	9703,0
2016		Газ	8044	8112,8
2017		Газ	8139	8113,6
2018		Газ	8139	8810,9
2019		Газ	8139	8320,7

Табл. 2.40 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Год	Дизельное топливо				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	9158	н/д	169	169	0
2016	сжигание не производилось	н/д	0	0	0
2017	сжигание не производилось	н/д	60	0	60
2018	сжигание не производилось	н/д	0	0	60
2019	сжигание не производилось	н/д	0	0	60

2.3.10 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии котельной ООО «КамгэсЗЯБ» города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии котельной ООО «КамгэсЗЯБ» города Набережные Челны, за период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.3.11 Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «КамгэсЗЯБ» приведены в Табл. 2.41

Табл. 2.41 Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «КамгэЗЯБ».

Наименование показателя	Ед. изм.	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	31,3	32,3	33,3	34,3	35,3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	154,86	154,86	154,86	154,86	154,86
Собственные нужды	%	3,5	4,9	6,5	5,3	5,2
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	162,68	162,68	162,68	162,68	162,68
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	5	5	5	5	5
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	54,7	54,7	55,9	55,9	55,9
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	1000	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива		Нефть	Дизельное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	242	0	0	0	0

3 Тепловые сети, сооружения на них.

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

Структуру тепловых сетей формируют 4 теплосетевые организации и сети локальных источников теплоснабжения:

- Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»);
- ООО «КАМАЗ-Энерго».
- ООО «ТСЗВ»
- ООО «КамгэсЗЯБ»

Схема теплоснабжения г. Набережные Челны делится на два района: северо-восточный и юго-западный. В юго-западном районе теплоснабжение потребителей осуществляется от котельного цеха БСИ филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ, работающего в пиковых режимах, и от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ по закрытой схеме. В северо-восточной части города проектной схемой подключения потребителей предусматривалось использование с открытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ, но начиная с 2010 года в городе ведутся работы по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения. Окончание работ 2020г.

Тепловые сети в г. Набережные Челны проложены в двухтрубном исполнении, потребители подключены по зависимой схеме с закрытым водоразбором на нужды горячего водоснабжения с использованием автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием теплового потребления (АИТП).

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» составляет 707809,4 м.

Тепловые сети ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» расположены на территории Промзоны СЦТ-2. Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе ООО «КАМАЗ-Энерго» составляет 126 912,34 п.м. Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе ООО «ТСЗВ» составляет 15 902,08 п.м.

Протяженность тепловых сетей подключенных к источнику ООО «КамгэсЗЯБ» составляет 2394,4 п.м.

Для обеспечения необходимых гидравлических режимов на магистральных трубопроводах существуют следующие насосные станции:

- ПНС-1 – в резерве;

- ПНС-3 - на обратном трубопроводе тепловой сети (25 комплекс);
- ПНС-4 – в резерве (40 комплекс);
- ПНС-5 - на подающем и обратном тепलोводах №100, №200;
- ПНС-6 – между ТЭЦ и камерой переключений на подающем и обратном тепलोводе №300;
- ПНС-7 – на обратном трубопроводе тепловой сети тепломагистрали №310;
- РТП-ЗЯБ – на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС-Сидоровка на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС-9 – на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС Нижнего бьефа – на обратном трубопроводе Промышленной площадки;
- ПНС – БСИ – на подающем трубопроводе тепловой сети.

Геодезическая отметка расположения Набережночелнинской ТЭЦ равна 132м., а отметка основные потребители тепловой энергии расположены на геодезических отметках от 114м до 62,7 м., т.е. для тепловых сетей города основной задачей является возврат сетевой воды на ТЭЦ.

Для обеспечения устойчивого теплоснабжения в квартальных сетях введена в работу насосная станция в РТП-10, где установлены насосы на подающем трубопроводе, оборудованные регулируемыми приводами.

Гидравлический режим тепловой сети рассчитан для зданий до девяти этажной застройки включительно.

Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

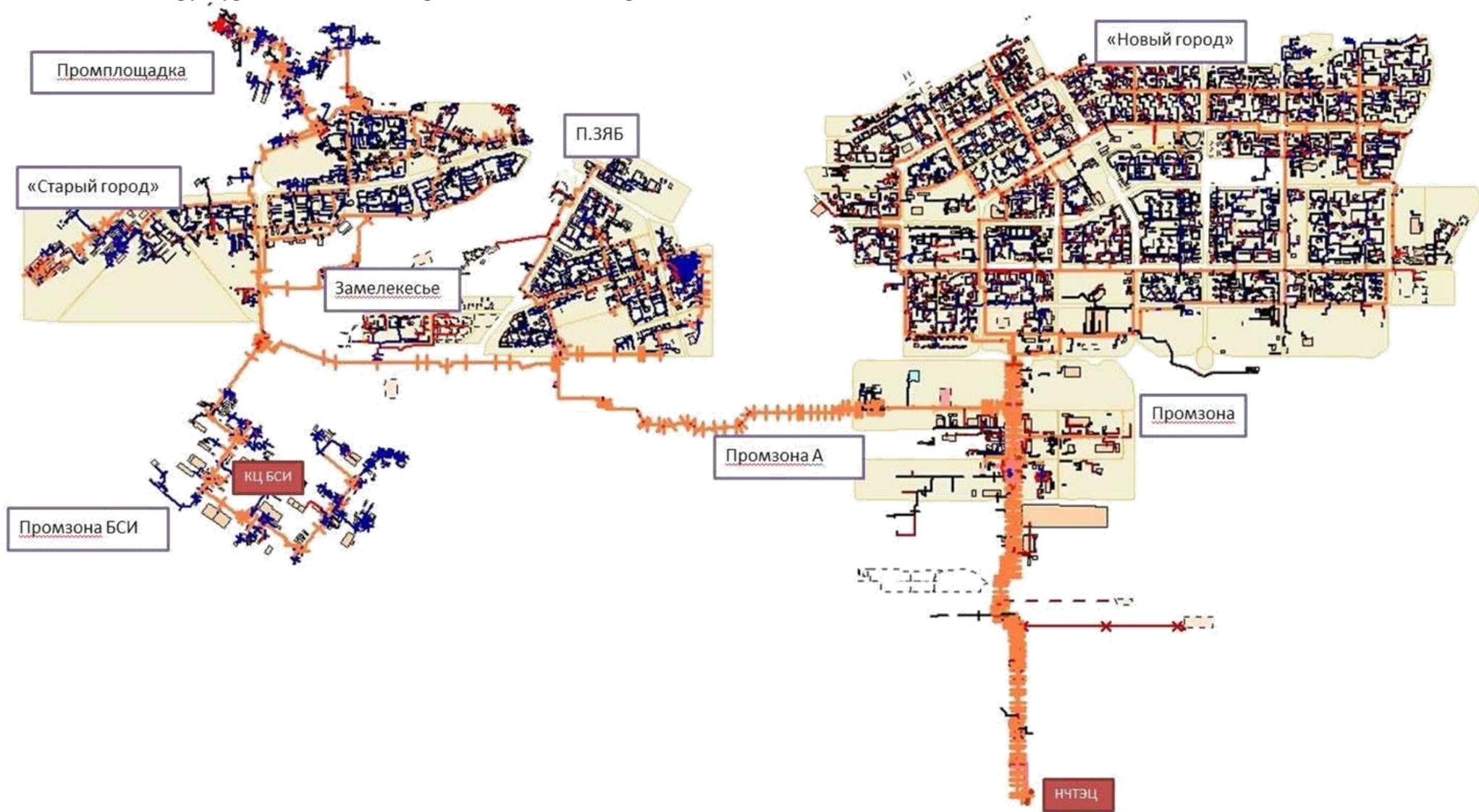


Рис. 3.2 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение), сети ООО «КАМАЗ- Энерго» и ООО «ТСЗВ».

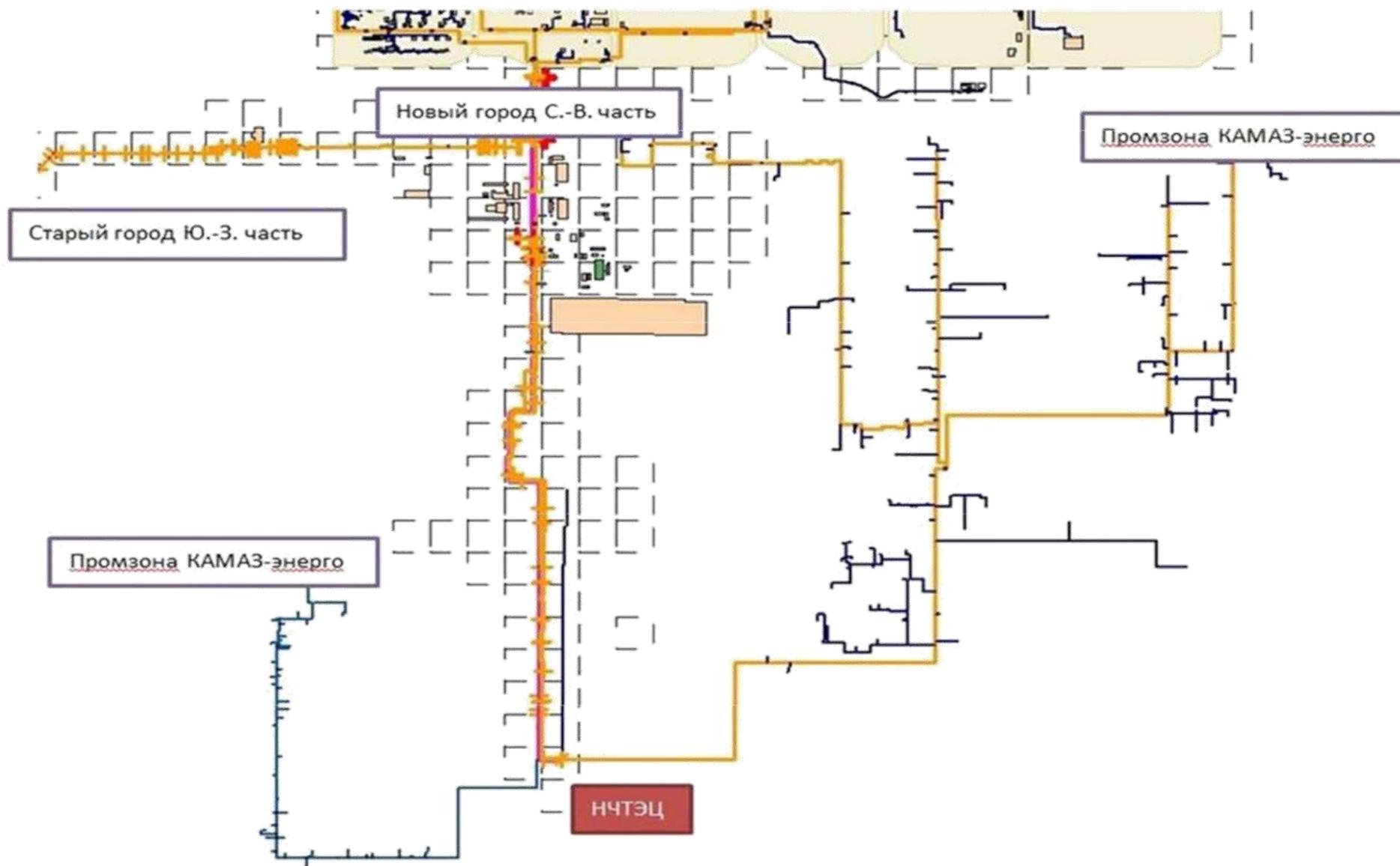
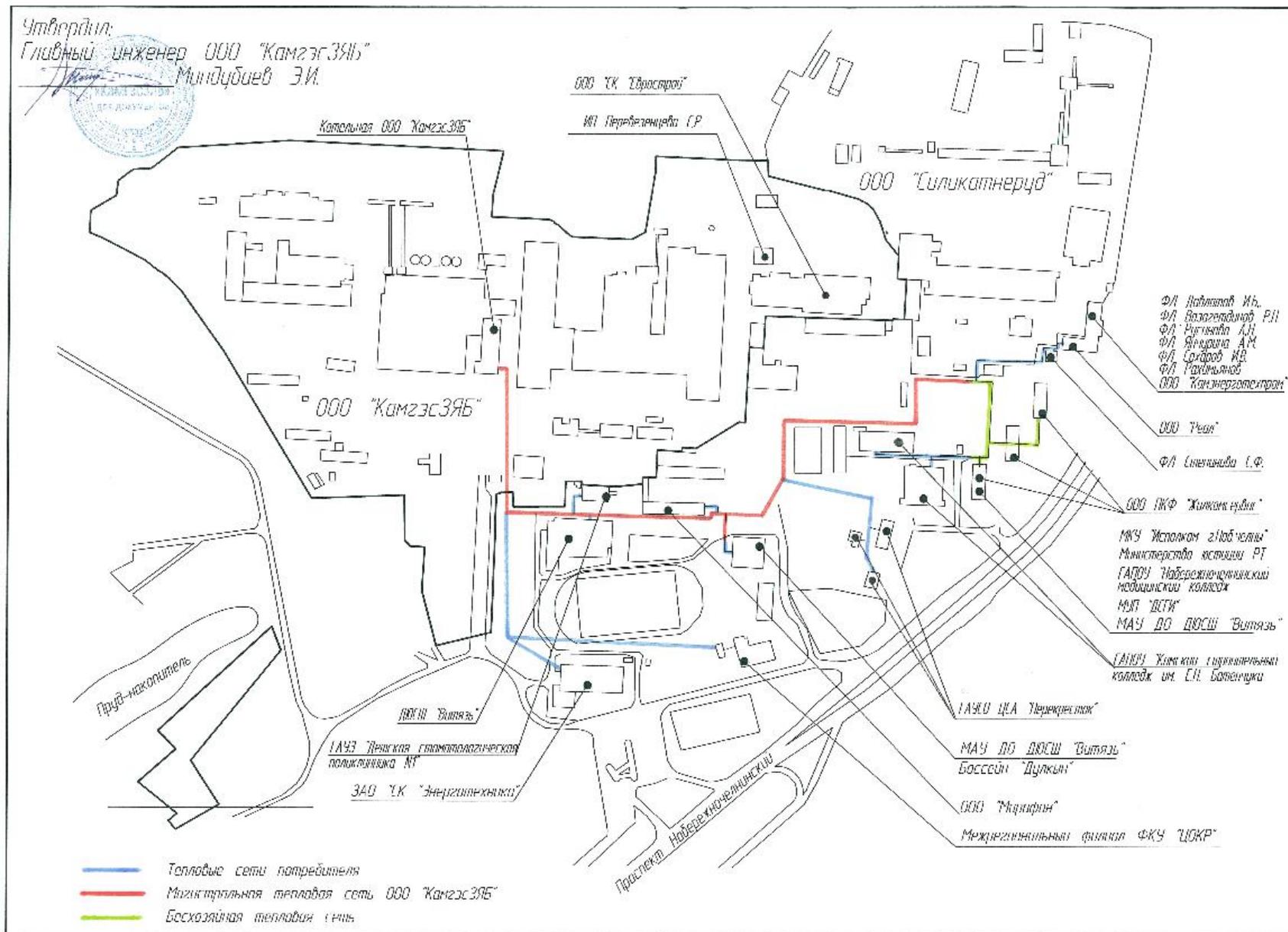


Рис. 3.3 Структура тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ».



Здания высотной застройки снабжались от центральных тепловых пунктов (ЦТП) или индивидуальных тепловых пунктов ИТП. В городе Набережные Челны было сооружено 51 ЦТП, каждое из которых обеспечивает одно или группу зданий высотной застройки, к началу 2014 года 50 ЦТП выведены из эксплуатации, а потребители подключены посредством АИТП.

Единственное, оставшееся в работе ЦТП, находящееся на балансе филиала АО «Татэнерго» НЧТС-16/01, расположенное в Северо-восточной части обеспечивает повышение давления горячей воды у потребителей высотных зданий 16/01, 16/02, 16/15, 16/17, 16/18. Суммарная тепловая нагрузка $Q=3,633$ Гкал/час.

Практически не всех насосных станциях ПНС, РТП выполнен монтаж частотнорегулируемых приводов насосов, что позволяет значительно сократить затраты на электропитание и обслуживание насосов.

В состав сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» входят сети отопления, деминерализованной воды и пара промплощадки ПАО «КАМАЗ».

Тепловые сети ООО «КАМАЗ-Энерго» расположены на 5-ти промышленных площадках: ЛЗ, КИСМ, ООКН, Автопроизводства, ВСО, ЗД. При этом тепловые сети площадки Стройбазы с 11.05.2018 года переданы из ООО «КАМАЗ-Энерго» в ООО «ТСЗВ».

На входе коммуникационной эстакады на площадке установлены центральные тепловые пункты (ЦТП). В качестве теплоносителя для нужд отопления и вентиляции принята перегретая вода по температурному графику 114/65 °С. Для технологических нужд - пар давлением 13 атм, температурой 250°С и деминерализованная (хим. обессоленная) вода температурой 30°С.

Схема и система тепловых сетей ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ» для нужд отопления, вентиляции - двухтрубная, тупиковая, с закрытым водоразбором для нужд ГВС.

Система регулирования отпуска тепла - централизованная, качественно- количественная путем изменения температуры и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха. Подробное описание графиков отпуска тепловой энергии в тепловые сети и потребителям рассмотрены в п.2.1.6.

В качестве тепловой изоляции трубопроводов приняты плиты из минеральной ваты на синтетической связке. Покровным слоем является оцинкованная сталь толщиной листа 0,8 мм, часть слоя заменена на армопласт.

Теплоснабжение потребителей от ТЭЦ осуществляется по магистральным теплопроводам с диаметром труб на головных участках:

- магистраль ТЭЦ-РИЗ - 2Ду 1200 мм;
- магистраль ТЭЦ-ЛЗ - 2Ду 1000 мм;
- магистраль ТЭЦ-Стройбаза - 2Ду 1000.

Пароснабжение осуществляется по магистрали ТЭЦ - Литейный завод - Автопроизводство - Ду 400 мм. Обеспечение деминерализованной водой осуществляется по магистральному трубопроводу ТЭЦ - Автопроизводство - Ду 300 мм.

Для обеспечения необходимых гидравлических режимов на тепловой сети ООО «КАМАЗ-Энерго» установлены следующие насосные станции: ПНС-2, ПНС КИСМ, ПНС ВСО ЗД, ПНС ЛЗ, ПНС НТЦ.

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

Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведены в электронной модели систем теплоснабжения г. Набережные Челны.

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

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки приведены в Приложении №1 к настоящей Главе.

3.3.1 Общая характеристика тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» за 2019год.

В Табл. 3.1, Табл. 3.2 приведены данные по характеристикам магистральных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» и данные по способам прокладки тепловых сетей.

Табл. 3.1. Общая характеристика тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Подземная прокладка в каналах, в однопутном исчислении м	Подземная прокладка бесканальная в однопутном исчислении, м	Надземная прокладка однопутном исчислении, м	Протяженность трубопроводов в однопутном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	624,8	0	0	624,8	156,2
32	1405,6	0	0	1405,6	449,792
40	2499,7	0	106	2605,7	1042,28
50	6932,5	0	2254,04	9186,54	4593,27
70	13822,57	0	3308,82	17131,39	11991,98

80	49430,87	1462,7	1606,16	52499,73	41999,78
100	76352,87	3653,54	3627,68	83634,09	83634,09
125	18846,54	3032	1197,4	23075,94	28844,93
150	41628,17	1597,74	1770	44995,91	67493,87
200	89822,13	4681,1	13367,58	107870,8	215741,6
250	56438,46	3019,78	1724,8	61183,04	152957,6
300	50447,58	4668,8	8523,6	63639,98	190919,9
350	16941,16	0	2417,2	19358,36	67754,26
400	30184,08	893,76	2811,8	33889,64	135558,6
450	5182,8	1310,4	0	6493,2	29219,4
500	11865,18	0	7196,18	19061,36	95306,8
600	26628,76	0	0	26628,76	159772,6
700	21503,38	740	4161	26404,38	184830,7
800	10928,06	0	8712	19640,06	157120,5
900	5426,43	0	1339,4	6765,83	60892,47
1000	21122,78	6189,8	43104,05	70416,63	704166,3
1200	0	0	11297,61	11297,61	135571,3
Всего	558034,4	31249,62	118525,3	707809,4	253001,8

Табл. 3.2 Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в од- нотрубном исчислении, м	Материальная характери- стика, м ²
Надземная	118525,3	80234.56
Канальная	558034,4	160919.4
Бесканальная	31249,6	11847.82
Всего	707809,4	253001,8

Табл. 3.3 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	154364.73	63908.51
С 1991 по 1998	50865.31	11164.54
С 1999 по 2003	62109.87	19106.73
С 2004	430132.75	158822.04
Всего	707809,4	253001,8

Как следует из Табл. 3.1 по протяженности преобладают трубопроводы с диаметрами 1000 мм и 100 мм. В Табл. 3. и на Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Гатэнерго» «НЧТС» показано распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки. Доля подземной прокладки существенно больше

надземной, при этом, в основном, используется канальная прокладка. В качестве теплоизоляционного материала с 2005 года преимущественно используется пенополиуретановая изоляция труб (ППУ).

3.3.2 Общая характеристика тепловых сетей ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» за 2019 год.

Табл. 3.4 Общая характеристика тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
300	22364,2	7268,36
350	134,0	46,9
400	8350,1	3557,13
500	6712,0	3557,36
600	9918,8	6248,84
700	10836,2	7802,08
800	4666,0	3826,12
1000	7022,3	7162,79
1200	17618,0	21493,96
Всего	87621,6	60963,53

Табл. 3.5 Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	87621,6	60963,53
Канальная	0	0
Бесканальная	0	0
Всего	87621,6	60963,53

Табл. 3.6 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	86421,6	60919,25
С 1991 по 1998	0	
С 1999 по 2003	0	
С 2004	1200	44,28
Всего	87621,6	60963,53

3.3.3 Общая характеристика тепловых сетей ООО «ТСЗВ» за 2019г.

Табл. 3.7 Общая характеристика тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
400	3844,3	1637,69
600	4599,2	2897,5
700	2619,8	1886,24
1000	101,7	103,69
Всего	11164,9	6525,12

Табл. 3.8. Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	11164,98	6525,12
Канальная	0	0
Бесканальная	0	0
Всего	11164,98	6525,12

Табл. 3.9. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	9856,58	60013.33
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	1308,4	523.79
Всего	11164,98	6525,12

3.3.4 Общая характеристика сетей ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019г.

Табл. 3.10. Общая характеристика тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
20	4,2	0,084
32	6	0,192
57	1	0,057
76	16,6	1,2616
89	62	5,518
108	33	3,564
125	40,5	5,0625

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
250	110	27,5
273	1075	293,475
325	1046	339,95
ИТОГО:	2394,3	676,6641

Табл. 3.3 Характеристики прокладки тепловых сетей ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	2343,7	671.7815
Канальная	50,6	4.8826
Бесканальная	-	
Всего	2394,3	676.6641

Табл. 3.4. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	2377,8	673.1
С 1991 по 1998	16,5	3.564
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	0	0
Всего	2394,3	676.6641

3.4 Количество и средняя тепловая мощность центральных тепловых пунктов.

На балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» находилось 51 ЦТП, к началу 2014 года 50 шт. выведены из эксплуатации, в работе 1 шт., которое обеспечивает тепловой энергией объекты Нижнекамской ГЭС – суммарная тепловая нагрузка – 9.254 Гкал/ч (отопительная – 1.519Гкал/час, вентиляционная – 6.847 Гкал/ч, систем ГВС – 0.888 Гкал/час, схема водоразбора - закрытая).

Табл. 3.5. Центральные тепловые пункты теплосетевой организации НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2014	1 в работе/ всего 51	9.254
2015	1 в работе/ всего 51	9.254
2016	1 в работе/ всего 51	9.254
2017	1 в работе/ всего 51	9.254

2018	1 в работе/ всего 51	9.254
2019	1 в работе/ всего 51	9.254
Всего:	1 в работе/ всего 51	9.254

Центральные тепловые пункты ООО «КАМАЗ – Энерго», расположенные на вводах тепловых сетей на производственные площадки ЛЗ, КИСМ, ООКН, Автопроизводства, ВСО, ЗД, представляют из себя насосные станции, включенные по повысительно- смесительной схеме, и используются в основном для поддержания установленной режимными графиками температуры воды в обратном трубопроводе.

Центральных тепловых пунктов на балансе ООО «ТСЗВ» нет.

ООО «Камгэс-ЗЯБ» на балансе так же центральных тепловых пунктов не имеет.

3.4.1. Количество и средняя тепловая мощность ИТП, доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям с открытой схемой водоразбора на нужды ГВС.

На начало 2020 года только потребители тепловой энергии ООО «Камгэс ЗЯБ» присоединены к тепловым сетям без установки на вводах автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (АИТП), и связано это с применением на котельной графика отпуска тепловой энергии соответствующего проектному режиму систем отопления потребителей

Все остальные потребители (за исключением промышленных предприятий), присоединены к тепловым сетям через АИТП с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии, установка АИТП закончена в 2016году. На 1.01.2020 года только 138 жилых многоквартирных дома (10,7% от общего количества) не переведены на закрытую схему водоразбора на нужды горячего водоснабжения, сроки окончания работ по 100% переводу потребителей конец 2020 года.

3.5 Типы и оборудование насосных станций.

3.4.2. Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС» на 2019 год.

В Табл. 3.6. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации «НЧТС» в 2019 году актуализации схемы теплоснабженияТабл. 3.6 приведены характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2019год.

Табл. 3.6. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации «НЧТС» в 2019 году актуализации схемы теплоснабжения

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	Промкомзона, Трубный проезд, 23А ст3	СЭ2500-60	2	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	Консервация
		Д2500-60	1	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	Консервация
		Д2500-60	3	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	в резерве
ПНС-3	Новый город ул. Татарстан22/15Б	Д1250-65	1	1250	1,8-2,4	4,8-5,6	На обратном трубопроводе	в работе
		Д1250-63а	3	1100	1,8-2,4	4,8-5,6	На обратном трубопроводе	1 - в работе 2 – в резерве
ПНС-4	Новый город пр- кт Раиса Беляева . 40/13Б	Д1250-63	1	1250	3,8-4,0	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	в резерве
		Д1250-63а	2	1100	3,8-4,0	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	в резерве
ПНС-5	Промкомзона, Трубный проезд, 23Б ст1	СЭ2500-60	4	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
		СЭ2500-60	4	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
ПНС-6	Промкомзона, Трубный проезд, 23Б ст2	СЭ2500-60	3	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На подающем трубопроводе	в резерве
		Д2500-62	3	2500	3,2-4,5	5,2-8,0	На обратном трубопроводе	1 - в работе 2 – в резерве
		СЭ2500-60	3	2500	Режимной картой не	Режимной картой не	На подающем трубопроводе	в резерве

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
					задается	задается		
ПНС-7	Новый город, ул.Ахметшина, 16	СЭ1250-70	4	1250	1,2-4,0	4,6-7,6	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
РТП-10	Новый город, ул.Команды КАМАЗ-Мастер, 7а	СЭ1250-70	2	1250	4,0-5,4	5,5-6,1	На подающем трубопроводе	1 - в работе 1 – в резерве
		Д320-50	1	320	4,0-5,4	5,5-6,1	На подающем трубопроводе	в резерве
РТП-1	Новый город, Московский проспект, 151а	СЭ1250-70	1	1250	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На подающем трубопроводе	в резерве
		Д1250-63	1	1250				в резерве
		Д320-50	1	320				в резерве
ПНС-9	Казанский проспект, д.209	СЭ-2500-60-8	5	2500	2,4 – 4,0	6,8 – 8,6	На обратном трубопроводе	Удовл.
ПНС-Сидоровка	Казанский проспект, д.3/2	СЭ-2500-60-8	3	2500	2,0 – 2,8	4,6 – 6,2	На обратном трубопроводе	Удовл.
РТП-ЗЯБ	Ул.40 лет Татарстана, д.36	1Д 500-63Б – 3	3	400	3,4 – 4,0	5,0 – 5,4	На обратном трубопроводе	Удовл.
ПНС - БСИ	Казанский проспект, д.3/2	ТР 250/25	3	250	5.8	7.5	На подающем трубопроводе	2 – в работе 1 – в резерве
ПНС Нижнего бьефа	Ул.Авторемонтная, д.3	К-290-30	2	290	В резерве. Рабочих параметров нет.	В резерве. Рабочих параметров нет	На обратном трубопроводе	В резерве

3.6 Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Табл. 3.7 Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей.

Год актуализации (разработки).	Строительство магистральных тепловых сетей, м ²	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м ²	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м ²	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м ²	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2015	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2016	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2017	5669,5			8466,95	2,3	3,5
2018	13761,83	671,468	627,87	620,695	6	0,5
2019	535,137	1549,872	3358,606	1989,192	2,36	2,15

В 2019 году введена в эксплуатацию ПНС – БСИ, которая решила проблему с разницей геодезических отметок потребителей тепловой энергии пром. площадки БСИ и позволила переключить всех абонентов на Набережночелнинскую ТЭЦ. Котельный цех БСИ обеспечивает тепловой энергией потребителей тела в паре.

3.7 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» расположено 2376 единиц секционирующей арматуры, расположенной на магистральных тепловодах и предназначенной для выполнения их переключений, на перемычках магистральных и распределительных тепловых сетях, в насосных станциях, павильонах, тепловых камерах. В качестве секционирующей арматуры применены клиновые стальные задвижки, шаровые краны. Затворы на сетях «НЧТС» не используются по причине низкой эффективности. Секционирующая запорная арматура Ø 500 мм и выше оборудована электроприводами, часть которых задействована в системе автоматизации и имеется возможность управления с диспетчерского пункта «НЧТС», остальные имеют выносные пункты для подключения передвижных станций.

Общее количество регулирующей арматуры на сетях «НЧТС» составляет 200 единиц и используется в качестве дросселирующих устройств для снижения избыточных напоров в тепловых сетях. В качестве регулирующей арматуры на тепловых сетях используются клапаны типа РК-1 и электромеханические клапаны. Регулирование параметров тепловой сети в насосных

станциях по параметрам на обратном трубопроводе осуществляется с помощью частотно-регулируемых приводов (ЧРП).

3.8 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры тепловых сетей г. Набережные Челны, являются в основном заглубленными устройствами, которые предназначены для размещения в них и дальнейшего обслуживания теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками (вентильями), дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными конструкциями и отводами труб. Выполняется тепловая камера обычно из монолитного бетона, или же из железобетона, железобетонных конструкций.

Павильоны, как правило, размещены в отдельно стоящем здании капитального строительства из кирпича или железобетонных конструкций.

3.9 Описание основных схем присоединения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям.

Потребители тепловой энергии г. Набережные Челны на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме с закрытой и частично открытой (10.7% от общего количества) схемой водоразбора на нужды ГВС по двухтрубной системе, и так как проектным решением гидравлических режимов сетей предусматривалось теплоснабжение зданий высотностью до 9-ти этажей, здания высотой более 9 этажей, присоединены к тепловым сетям по независимой схеме.

Разделение теплового потребления по видам нагрузки, т.е. отопительная, вентиляционная, систем горячего водоснабжения, осуществляется в тепловых пунктах потребителей с использованием автоматизированных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии и насосной схемой смешения теплоносителя. Приготовление горячей воды для систем горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основном по двухступенчатой смешанной схеме подключения теплообменного оборудования и насосной схемой циркуляции горячей воды.

Схема включения смесительных насосов систем отопления – смесительно-повысительная, т.е. насосы расположены на подающем трубопроводе систем отопления с обратным клапаном на перемычке. Для гидравлической развязки гидравлических режимов наружных тепловых сетей и систем теплоснабжения потребителей на вводах АИТП применены автоматические регуляторы перепада давления прямого действия.

3.10 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

3.10.1 Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

С 2010 года потребители филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» оснащены на 100% приборами коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя, за исключением потребителей с тепловой нагрузкой менее 0.2 Гкал/час. И на момент актуализации Схемы теплоснабжения изменения в количестве оснащённостью приборами коммерческого учета тепловой энергии связаны с выходом приборов из строя и приобретением новых, выполнением поверочных работ и доукомплектованием потребителей с нагрузкой менее 0.2 Гкал/час приборами коммерческого учета.

В Ошибка! Источник ссылки не найден. приведены сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловой сети потребителям.

Табл. 3.8 Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	> 0,2 Гкал/час	%	< 0,2 Гкал/час	%
«НЧТС»	2984		667	22,35%	2317	77,65%
Оснащенные приборами учета	2836	95,04%	662	99,25%	2174	93,83%
Не оснащенные приборами учета	148	4,96%	5	0,75%	143	6,17%

3.10.2 ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».

По данным предоставленным ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» следует, что 19,74% потребителей тепловой энергии не оснащены приборами учета тепловой энергии. В настоящее время с потребителями ведется работа по их оснащению.

Табл. 3.9 Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	> 0,2 Гкал/час	%	< 0,2 Гкал/час	%
ООО "КАМАЗ-Энерго" и ООО «ТСЗВ»	228		129	56,58%	99	43,42%
Оснащенные приборами учета	183	80,26%	125	96,90%	58	58,59%
Не оснащенные приборами учета	45	19,74%	4	3,10%	41	41,41%

3.11 Описание уровня автоматизации насосных станций и тепловых пунктов.

Филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» разработана и внедрена АСУ теплоснабжения в виде информационного табло, расположенного центральной диспетчерской «НЧТС». Вся схема тепловых сетей выполнена в виде мнемосхемы, позволяющей в режиме реального времени посмотреть схему конкретного узла, насосной станции, состояние оборудования, положение арматуры, увидеть и постоянно отслеживать параметры теплоносителя. Параллельно с происходящими в НЧТС процессами в 2007 г. было принято решение по внедрению комплексного проекта автоматизации, получившего название «АСУ-Теплоснабжение» и который должен объединить уже существующие в компании наработки в области АСУТП, новые проекты автоматизации объектов, высокоскоростные каналы связи, средства визуализации мнемосхем и параметров тепловой сети.

Реализация комплексного проекта автоматизации технологических процессов разделена на три этапа:

- автоматизация объектов северо-восточной части г. Набережные Челны;
- прокладка линий связи для автоматизации объектов юго-западной части;
- автоматизация тепловых узлов проходного коллектора, павильона задвижек, ключевых точек контроля теплосети в жилых домах юго-западной части города, дополнительная автоматизация ПНС 3, 4, 5 с целью доведения до «безлюдной» технологии, охранно-пожарная сигнализация РТП 10.

На сегодняшний день реализованы два этапа из трех. На первом этапе была проложена волоконно-оптическая линия связи между технологическими объектами северо-восточной части г. Набережные Челны и административно-бытовым комплексом (АБК 30/23) компании. В единую информационную сеть объединены: все ПНС северо-восточного района, все диспетчерские пункты проходного коллектора, все РТП, камера переключений, павильон задвижек, узел учета на границе с ТЭЦ, АБК СТС, АБК Промзона, АБК 30/23 - как центр сбора информации, а также городская междугородная телефонно-телеграфная станция (ГМТТС) - ключевая точка всего города, через которую реализован доступ в корпоративную сеть передачи данных ОАО «Татэнерго».

Данные со станций управления технологических объектов (ПНС), диспетчерских пунктов, камеры переключений, павильонов, задвижек и узла учета ТЭЦ передаются в единый центр сбора информации, находящийся в АБК 30/23. Для визуализации данных в диспетчерской службе установлена видео-стена, на которой выведена схема тепловой сети города, производится отображение параметров теплоносителя, состояние технологических объектов и положение запорной арматуры.

На втором этапе произошло дальнейшее развитие системы связи, и к существующей системе передачи данных были подключены два ключевых технологических объекта юго-западной части города: ПНС-ЗЯБ и ПНС-Сидоровка.

Таким образом, на сегодняшний день в единый комплекс объединены наиболее важные технологические объекты тепловых сетей г. Набережные Челны и обеспечена высокая скорость и надежность передачи данных. Получена легко масштабируемая система передачи данных, которая может служить основой для дальнейшего развития автоматизации и объединения в единую систему диспетчеризации необходимых технологических объектов.

На третьем этапе запланировано проведение следующих работ:

реализация телеизмерения параметров тепловой сети и телеуправления запорной арматурой в 28 ключевых точках проходного коллектора и павильона задвижек;

установка оборудования для передачи данных в 15-ти ИТП жилых домов Юго-Западного района с целью мониторинга параметров тепловой сети;

установка системы видеонаблюдения и охранно-пожарной сигнализации на ПНС 3, 4, 5 с целью перехода на «безлюдную» технологию;

установка охранно-пожарной сигнализации на РТП-10;

автоматизация ПНС-6, РТП-10;

автоматизация пяти ЦТП северо-восточной части города. Будут реализованы системы автоматизации ПНС-ЗЯБ, ПНС-Сидоровка.

Диспетчер стал «зрячим» - он видит работу оборудования и трубопроводов в режиме реального времени сети теплоснабжения г. Набережные Челны. «АСУ- Теплоснабжение» уже сейчас позволяет диспетчеру оперативно и эффективно вести режим работы тепловой сети, контролировать параметры работы насосных станций и параметры тепловой сети на мнемосхеме, отображаемой на видео-стене, управлять автоматизированными объектами. С реализацией последнего, третьего этапа, все вышеуказанные операции можно будет выполнять в целом по всему г. Набережные Челны.

Одна из составляющих системы АСУ теплоснабжения - автоматизированная система коммерческого учета тепловой энергии, позволяющая контролировать потребление теплоэнергии, процессы, происходящие у потребителей, и в случае нештатной ситуации - оперативно реагировать и предотвращать аварийные ситуации.

3.12 Описание устройств защиты тепловых сетей от превышения давления.

В связи с происшедшими изменениями за последние годы в схеме теплоснабжения города Набережные Челны, а именно присоединением Юго-Западной части города к источнику тепловой энергии НЧТЭЦ, вводом таких новых насосных станций как ПНС-7, ПНС-9, реконструкции ПНС-Сидоровка выдерживанию гидравлического режима тепловых сетей отводится первосте-

пенное значение. Для этого перекачивающие насосные станции, участвующие в схеме теплоснабжения, оборудованы ЧРП – это насосы на ПНС-3,5,7,9. Для защиты тепловых сетей от внезапного повышения давления в обратных трубопроводах, насосные станции ПНС-1,3,4,6,9, ПНС-Сидоровка, РТП-ЗЯБ оборудованы клапанами типа БКС: клапан сливной быстродействующий, типоразмерами от Ду=150 до Ду=300, установленными на всасывающем коллекторе со стороны города. Защита осуществляется путем сброса определенного количества воды из обратного трубопровода через автоматическое устройство защиты (АУЗ) в ливневую канализацию.

3.13 Описание результатов испытаний тепловых сетей.

3.13.1 Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- гидравлические испытания на прочность и плотность проводятся два раза в год после окончания отопительного сезона и по завершении ремонтных работ на тепловых сетях на основании разработанных программ испытаний в соответствии с п. 6.2.11- п.6.2.16 ПТЭТЭ (дата проведения май-август 2019 г.);
- испытания на максимальную температуру проводятся один раз в пять лет в соответствии с п. 6.2.32 ПТЭТЭ и РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя» (дата проведения апрель 2019г.);
- испытания на тепловые потери проводятся один раз в пять лет в соответствии с п.6.2.32 ПТЭТЭ и СО 34.04.255.97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных сетях» (дата проведения сентябрь 2018г.);
- испытания на гидравлические потери проводятся один раз в пять лет в соответствии с ПТЭТЭ и РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери» методом снятия показаний с манометров по контрольным точкам и сверки с пьезометрами (дата проведения февраль 2016г).

Результаты испытания тепловых сетей на гидравлические потери позволяют сделать вывод, что снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытательных участках находится в пределах от 0.01 до 0.09.

Проведенные испытания на тепловые потери дают следующий результат:

- соотношение фактических и нормативных потерь для:

- надземной прокладки:

- подающий трубопровод – 1.28;

-обратный трубопровод – 1.30;

- подземной прокладки – 1.14.

По результатам проведения испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя выявлена недостаточная компенсирующая способность компенсаторов.

Сведения о выявленных при испытании тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя приведены в таблицах ниже.

**Перечень повреждений (дефектов) выявленных при испытании тепловой сети
Северо-Восточной части города и п.ЗЯБ Юго-Западной части города на
максимальную температуру теплоносителя 23.04.2019г.**

Недостаточная компенсирующая способность компенсаторов

№ п/п	№№ теплов. ода	наимен- ние компенсатора (ТК №)	тип компенсатора (односторонний/ двухсторонний)	dу мм	Длина компенса- онного участка м	величина перемещения компенсаторов (фактическое удлинение)	величина перемещения компенсаторов (расчетное удлинение)	отклонение фактических удлинений от расчетных удлинений	отклонение фактических удлинений от расчетных удлинений
						ПС (в стор) ΔL мм	ПС (в стор) ΔL мм	ПС ΔL мм	ПС %
1	111	43	двухсторонний н.о94а-ккс43а	600	132,1	30	47,56	-17,56	37%
2	111	19	двухсторонний ккс19 - н.о44	800	119	30	42,84	-12,84	30%
3	111	22	односторонний н.о.47 - ккс22	400	81,5	20	29,34	-9,34	32%
4	111	36	двухсторонний ккс - н.о79 (ккс35)	600	155,5	30	55,98	-25,98	46%
5	111	30	двухсторонний ту-8 -ккс30	800	125,1	30	45,04	-15,04	33%
			ккс30 - ту-84		129,4	30	46,58	-16,58	36%
6	111	17	двухсторонний н.о 27 - ккс17	900	154	30	55,44	-25,44	46%
7	111	15	двухсторонний ккс15- -н.о30	900	140	10	50,40	-40,40	80%
8	111	10	двухсторонний н.о20а - ккс10	900	70	5	25,20	-20,20	80%
9	111	11	двухсторонний н,о 22 - ккс11	600	122,41	30	44,07	-14,07	32%
10	111	12	двухсторонний ккс12 - ккс13	600	100	15	36,00	-21,00	58%
11	111	23	двухсторонний ккс 23 - н.о52	800	138	20	49,68	-29,68	60%
12	111	25	двухсторонний ккс 25 - н.о55а	700	137	30	49,32	-19,32	39%
13	111	26	односторонний н.о.56 - ккс26	300	84,5	20	30,42	-10,42	34%
14	111	27	двухсторонний ккс 25а- ккс 27	700	103,5	20	37,26	-17,26	46%
15	111	71	двухсторонний н.о 152 - ккс71	300	98,7	25	35,53	-10,53	30%
16	111	68	односторонний ккс68 - н.о 154	350	103,3	20	37,19	-17,19	46%
17	211	101	двухсторонний ккс101а - ккс101	600	118	20	42,48	-22,48	53%
			ккс101 - н.о 212		125	10	45,00	-35,00	78%
18	211	61	двухсторонний ккс61 - ккс61а	700	116,5	10	41,94	-31,94	76%
19	211	56	односторонний ту32а - ккс56	700	83,2	10	29,95	-19,95	67%
20	211	32а	двухсторонний ккс 32а - ню73а	600	155	30	55,80	-25,80	46%
21	211	32	двухсторонний ккс32 - н.о61а	600	142,5	35	51,30	-16,30	32%
22	211	29	двухсторонний ккс29 - н.о62ан.о63	600	119,5	30	43,02	-13,02	30%
23	211	80	двухсторонний н.о68 - ккс80	400	137,8	25	49,61	-24,61	50%
			ккс80 - н.о174		135,3	30	48,71	-18,71	38%
24	211	47	двухсторонний ккс47 - н.о109	700	140,73	35	50,66	-15,66	31%
25	211	77	двухсторонний ккс77 - н.о170	600	112	10	40,32	-30,32	75%
26	211	78	двухсторонний ккс78 ккс79	600	114	20	41,04	-21,04	51%
27	311	195	двухсторонний н.о 396 - ккс195	500	70	15	25,20	-10,20	40%
28	311	194	двухсторонний ккс 194 - н.о 392	500	110	25	39,60	-14,60	37%
29	312	123	двухсторонний ккс 123 - ню-256	600	131,8	20	47,45	-27,45	58%
30	312	124	односторонний ккс-124 - но257	600	116	10	41,76	-31,76	76%

3.13.2 Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ».

На тепловых сетях ООО «КамАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» ежегодно проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность избыточным давлением перед и до отопительного сезона. Максимальное зарегистрированное давление: Восточный вывод ТЭЦ-РИЗ – 13 кг/см²; Восточный вывод ТЭЦ-ЛЗ – 12 кг/см²; Западный вывод ТЭЦ - Стройбаза – 10 кг/см².

3.14 Предписания, выданные контрольно - надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей.

По состоянию на 01.01.2020 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г. Набережные Челны не выдавались.

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

По состоянию на 1.01.2020г. выявлен ряд участков тепловых сетей имеющих статус бесхозяйных, а именно:

Табл. 3.10 Участки бесхозных сетей.

№	Адрес	Характеристики тепловой сети		Год ввода в эксплуатацию	Примечание.
		Ø	Протяженность		
1	От внешней границы ж/д 11/14 (ТК – 146а) до разветвления на дом в сторону ТК-159	2 d 219 2d 108	5 80	1976	
2	Ж/д 32/07	2d 133 2d 159 2d 219	147.5 12 138	1995 2002 1995	
3	Ж/д 62/09	2d 108 2d 89 2d 57	94 135 15	1996 1996 1996	
4	Ж/д 62/12	2d 219 2d 108 2d 89	33 75 51	1996 1990 1990	
5	Ж/д 58/23-4	2d 159	10	1992	
6	Ж/д 13/04	2d 159	109	1992	
7	Ж/д 23/07а	2d 159 2d 133	12 5	2004 2004	
8	Ж/д 12/07Б	2d 108	74	2014	
9	Ж/д 12/07Г	2d 133 2d 89	12 46	2015 2015	
10	Ж/д 10/54/1ГЭС	2d 89	107	Нет данных	
11	Ж/д 10/53/1ГЭС	2d 89	109	Нет данных	
12	Ж/д 52/21-23	2d 159 2d 108	1 20	1990 1990	

Данные участки тепловых сетей подключены к сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

В соответствии с ФЗ РФ №190 «О теплоснабжении», Статья 15, п.6: «В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования». Все вышеперечисленные бесхозные сети соединяются с сетями филиала ОАО «Татэнерго» «НЧТС», соответственно необходимо рассмотреть возможность перевода данных сетей на баланс филиала ОАО «Татэнерго» «НЧТС».

3.16 Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.

3.16.1 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественным регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70°C, выбранного во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 70-х годах прошлого века и действовал до окончания отопительного периода 2015/2016, но со срезкой на 109°C. Данная срезка обоснована не полной обеспеченностью потребителей индивидуальными тепловыми пунктами с автоматическими узлами регулирования и наличием в их системах отопления оборудования, которое не может работать с более высокими температурами.

Необходимо отметить, что развитие города в конце 80 годов привело к возникновению значительных проблем в системе теплоснабжения. Особенностью системы теплоснабжения являлся открытый водоразбор сетевой воды на нужды горячего водоснабжения в Северо-западной части города, получающей тепловую энергию от Набережночелнинской ТЭЦ. Был период, когда мощности системы химводоподготовки Набережночелнинской ТЭЦ не могли покрыть возросшие потребности города в горячем водоснабжении при пиковых нагрузках, и тогда, для обеспечения стабильного режима теплоснабжения, энергетики были вынуждены осуществлять подпитку системы водой не прошедшей через установки умягчения воды.

Это привело к интенсивной коррозии систем теплоснабжения зданий и к зарастанию внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем.

Согласно справки «Татгосэнергонадзора», в 2001 году зарастание внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем составляет для зданий со сроком службы до 10 лет (пробные вырезки участков стояков 13 – 14 комплексов) более 60%, а по зданиям первых лет застройки Нового города более 80%.

Из-за увеличения местных сопротивлений внутренней разводки отопительных систем и превышении значений более 2 м.вод.ст. элеваторные узлы смешения начинают работать в пере-мычку и жилищные организации вынуждены устанавливать заглушки на линиях подмеса. Так при проверке в 2001г. 1528 элеваторных узлов (из 3677 установленных в северо-восточной части города), выявлено, что в рабочем состоянии находятся только 127 единиц, т.е. 8,3 %.

Многие здания, для обеспечения приемлемого теплового режима внутренних помещений, вынуждены просто поставить на «слив». При этом ночная подпитка в зимние месяцы при норме в 1050 м3/час составляла 3800 и более м3/час, в пересчете на 1 человека более 500 л/сутки.

Все выше перечисленное привело к тому, что с 1997 года температурный режим работы тепловых сетей для обеспечения безопасности потребителей был установлен 150 – 70°C с верхней срезкой 105°C (точка излома при $t_{нар} = - 12^{\circ}\text{C}$). В таком режиме тепловые сети эксплуатировались до начала внедрения систем погодного регулирования (автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов – АИТП) с 2004 года, и полученные результаты позволяли сделать вывод, что использование данной технологии позволяет решить многие проблемы, возникающие как в системах отопления жилых домов, так и системах теплоснабжения. По мере внедрения АИТП температурный режим отпуска тепловой энергии планомерно повышался.

Для филиалов АО «Татэнерго» НЧТЭЦ и котельной БСИ, тепловых сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» разработан и утвержден единый график отпуска тепловой энергии.

3.16.2 Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

В Табл. 3.11 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ.

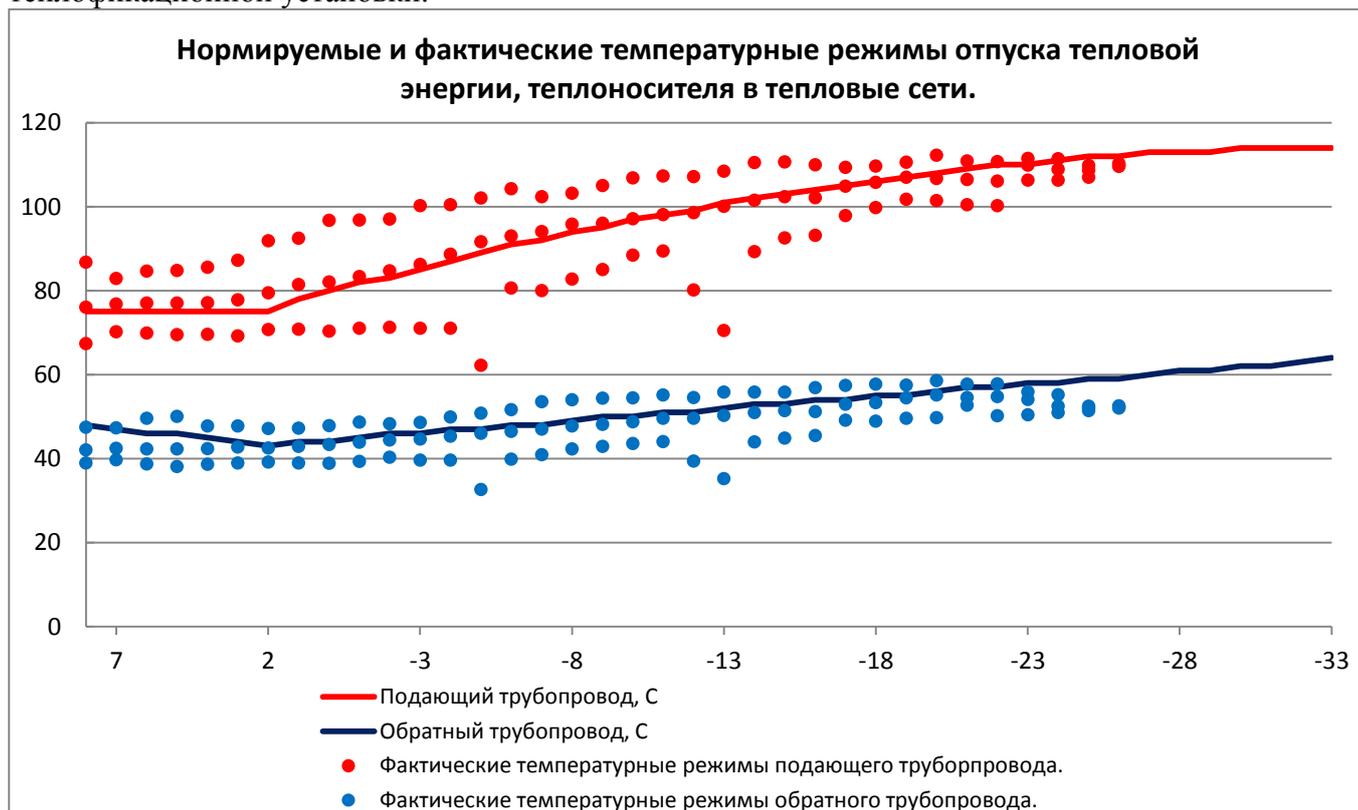
Табл. 3.11 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.

Температура наружного воздуха	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С			Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С		
			ср. знач	max	min	ср. знач	max	min
8	75	48	76.08	86.75	67.38	42.10	47.47	38.94
7	75	47	76.82	82.91	70.18	42.42	47.29	39.74

6	75	46	77.06	84.69	69.92	42.28	49.59	38.72
5	75	46	77.06	84.82	69.56	42.30	50.07	38.10
4	75	45	77.10	85.56	69.59	42.37	47.75	38.64
3	75	44	77.83	87.24	69.21	42.74	47.80	38.97
2	75	43	79.52	91.85	70.72	42.56	47.19	39.16
1	78	44	81.49	92.50	70.81	42.95	47.22	38.98
0	80	44	82.06	96.73	70.40	43.39	47.82	38.85
-1	82	45	83.35	96.81	71.07	43.90	48.66	39.33
-2	83	46	84.74	97.03	71.30	44.42	48.30	40.29
-3	85	46	86.26	100.26	71.06	44.64	48.64	39.60
-4	87	47	88.67	100.47	71.04	45.36	49.87	39.66
-5	89	47	91.68	102.03	62.26	46.00	50.85	32.65
-6	91	48	93.01	104.30	80.59	46.49	51.68	39.83
-7	92	48	94.06	102.39	80.03	47.04	53.53	40.94
-8	94	49	95.83	103.24	82.78	47.75	54.03	42.33
-9	95	50	96.04	105.04	85.01	48.14	54.38	42.93
-10	97	50	97.13	106.82	88.47	48.74	54.49	43.60
-11	98	51	98.14	107.32	89.42	49.61	55.16	44.07
-12	99	51	98.59	107.13	80.16	49.58	54.55	39.41
-13	101	52	100.07	108.43	70.50	50.25	55.81	35.25
-14	102	53	101.54	110.54	89.33	50.96	55.87	44.00
-15	103	53	102.41	110.63	92.53	51.40	55.83	44.86
-16	104	54	102.15	109.99	93.20	51.21	56.88	45.52
-17	105	54	104.89	109.36	97.88	52.94	57.43	49.17
-18	106	55	105.77	109.65	99.76	53.35	57.70	48.94
-19	107	55	107.02	110.55	101.80	54.44	57.48	49.57
-20	108	56	106.69	112.25	101.48	55.17	58.54	49.78
-21	109	57	106.47	110.88	100.47	54.57	57.71	52.71
-22	110	57	106.08	110.75	100.28	54.81	57.80	50.22
-23	110	58	109.88	111.52	106.34	54.10	55.88	50.47
-24	111	58	108.94	111.39	106.30	52.49	55.20	50.98
-25	112	59	108.67	109.82	107.03	52.05	52.46	51.44
-26	112	59	109.93	110.28	109.57	52.29	52.56	52.02
-27	113	60						
-28	113	61						
-29	113	61						
-30	114	62						
-31	114	62						
-32	114	63						

На Рис. 3.4. данные Табл. 3.11 представлены в графическом виде.

Рис. 3.4 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки.



3.16.3 Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети ООО «КамгэсЗЯБ».

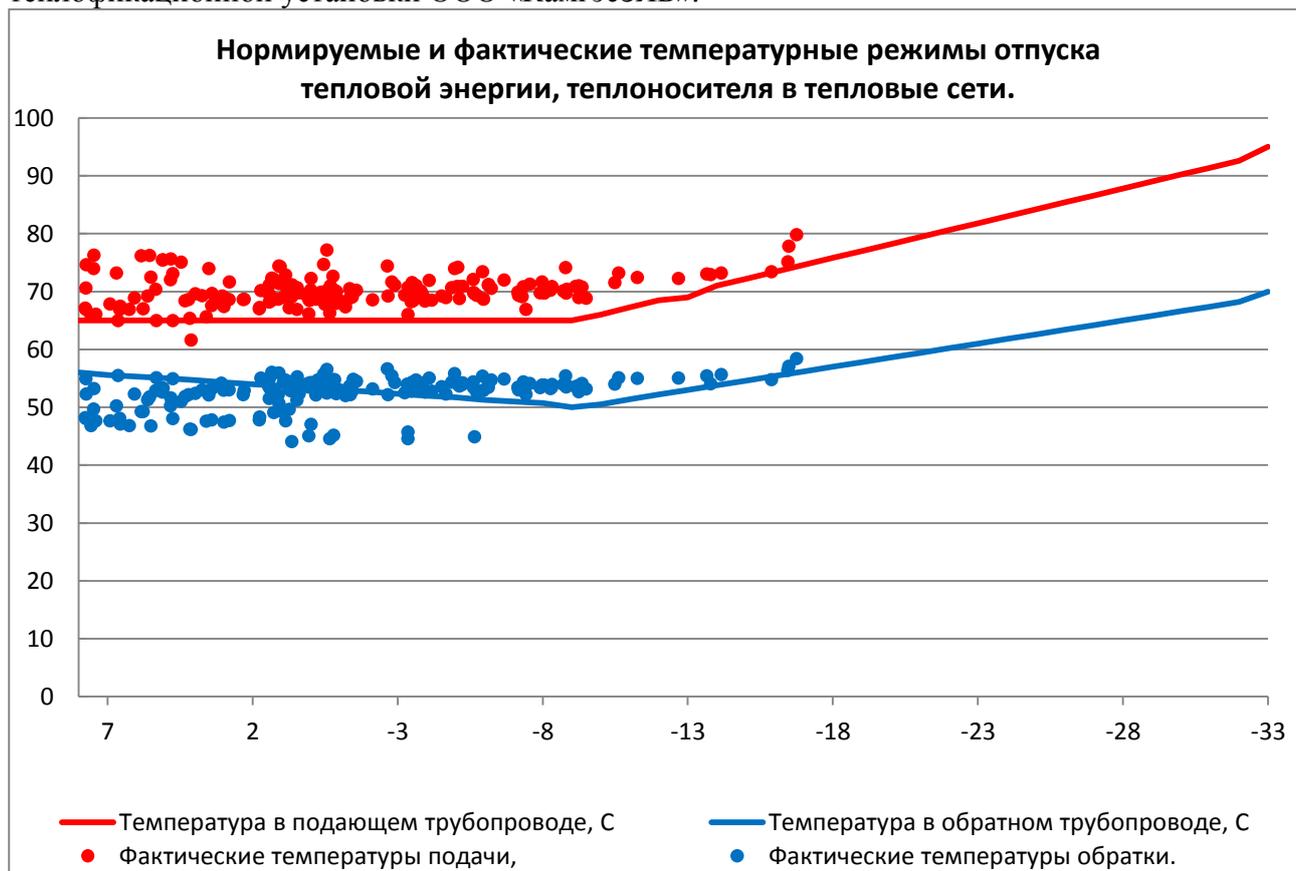
В Табл. 3.12 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 3.12 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.

Температура наружного воздуха	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	65	56	66.3	47.6
7	65	55.6	66.5	47.9
6	65	55.3	67.0	48.4
5	65	55	67.9	48.9
4	65	54.7	68.4	49.5
3	65	54.3	68.8	50.6

2	65	54	69.4	52.9
1	65	53.7	69.5	53.0
0	65	53.3	69.7	53.2
-1	65	53	69.9	53.1
-2	65	52.7	70.4	53.5
-3	65	52.3	70.7	53.7
-4	65	52	71.0	54.0
-5	65	51.7	71.2	54.2
-6	65	51.3	71.5	54.3
-7	65	51	71.7	54.4
-8	65	50.7	71.9	54.5
-9	65	50	72.1	54.5
-10	66	50.5	71.3	54.5
-11	67.3	51.4	72.3	55.1
-12	68.5	52.2	70.8	54.4
-13	69	53	72.1	54.4
-14	71	53.8	75.1	56.4
-15	72.2	54.6	69.9	53.5
-16	73.4	55.4	71.98	54.2
-17	74.6	56.2		
-18	75.8	57		
-19	77	57.8		
-20	78.2	58.6		
-21	79.4	59.4		
-22	80.6	60.2		
-23	81.8	61		
-24	83	61.8		
-25	84.2	62.6		
-26	85.4	63.4		
-27	86.6	64.2		
-28	87.8	65		
-29	89	65.8		
-30	90.2	66.6		
-31	91.4	67.4		
-32	92.6	68.2		

Рис. 3.5 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки ООО «КамгэсЗЯБ».



3.17 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии, теплоносителя.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в соответствии с «Порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденный Приказом Минэнерго РФ № 325, с 2017 года не разрабатывались и не утверждались. Основание – п.6 указанного выше «Порядка ...», «..., если фактические значения технологических потерь, полученные на основании показаний приборов учета, ниже их расчетных значений, в норматив включаются фактические значения технологических потерь.»

В Табл. 3.13 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ - сети НЧТС.

Табл. 3.13 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети НЧТС, тыс. Гкал.

Год актуализации	Магистральные т/сети	Распределительные т/с	Всего	Фактические потери т.э	Всего в % от отпуска т.э.
2015	Норматив рассчитан суммарно		623.6	475.14	14.63%
2016	Норматив рассчитан сум-		650.57	494.08	14.92%

	марно			
2017	Норматив рассчитан суммарно	633.03	511.06	15.65%
2018		не утверждались.	501.87	14.56%
2019		не утверждались.	429.31	13.01%

В качестве норматива тепловых потерь на 2018 – 2019 года приняты фактические тепловые потери предшествующего года.

Табл. 3.14 Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тэ, тн/Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу, кВт×ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращений теплоснабжения, 1/м2/год
2015	норматив не устанавливался	7.21	норматив не устанавливался
2016	норматив не устанавливался	7.34	норматив не устанавливался
2017	норматив не устанавливался	7.71	норматив не устанавливался
2018	норматив не устанавливался	7.32	норматив не устанавливался
2019	норматив не устанавливался	6.88	норматив не устанавливался

Табл. 3.15 Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»*.

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал *	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт×ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м2/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, шт
2015	1.46	5.81	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	160
2016	1.13	5.68	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	146
2017	0.93	5.77	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	211

2018	0.8	5.12	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	191
2019	0.74	5.13	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	161

*- количество отказов и прекращений теплоснабжения в отопительный период приведены на основании официальных данных ОА «Татэнерго», в таблице 3.5. Главы 11 Обосновывающих материалов представлены расчетные значения расчета надежности теплоснабжения.

Табл. 3.16 Динамика изменения отказов и восстановления магистральных тепловых сетей в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

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	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2015	0.0639	не более 6 часов	0.1318	Недоотпуск отсутствовал
2016	0.1278	не более 6 часов	0.1797	Недоотпуск отсутствовал
2017	0.0508	не более 6 часов	0.0980	Недоотпуск отсутствовал
2018	0.1119	не более 6 часов	0.1408	Недоотпуск отсутствовал
2019	0.1153	не более 6 часов	0.1614	Недоотпуск отсутствовал

Табл. 3.17 Динамика изменения отказов и восстановления в распределительных тепловых сетях в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

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	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2015	0.2123	не более 6 часов	0.3359	Недоотпуск отсутствовал
2016	0.0644	не более 6 часов	0.2397	Недоотпуск отсутствовал
2017	0.0915	не более 6 часов	0.2502	Недоотпуск отсутствовал
2018	0.1287	не более 6 часов	0.3177	Недоотпуск отсутствовал
2019	0.1187	не более 6 часов	0.2251	Недоотпуск отсутствовал

В Табл. 3.18 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь теп-

ловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой тепло-снабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «КАМАЗ- Энерго».

Табл. 3.18 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные т/сети	Распределительные т/с	Всего	Фактические потери т.э	Всего в % от отпуска т.э.
2016			Не утверждались	108.398	19.4
2017	рассчитан суммарно		106.326	72.262	11.6
2018			Не утверждались	13.791	1.8
2019			Не утверждались	0	0

Оказание услуг по передаче тепловой энергии по сетям ООО "КАМАЗ-Энерго" полностью прекращено в мае 2018 года. Весь объем тепловой энергии и теплоносителя, отпущенный от Нч ТЭЦ в трубопроводы отопления, пара и деминерализованной воды Восточного вывода, считается полезным, потери не выделяются, и соответственно, деятельность по передаче тепловой энергии ООО «КАМАЗ-Энерго» не осуществляется.

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

Основной задачей оперативно-диспетчерской службы филиала АО «Татэнерго» НЧТС является осуществление оперативного руководства эксплуатацией тепловых сетей, управление тепловым и гидравлическим режимами теплоснабжения, руководство технологическими процессами при ликвидации аварий (технологических нарушений) в тепловых сетях.

Оперативно-диспетчерская служба:

- осуществляет круглосуточное управление согласованной работой тепловых сетей и систем теплоснабжения потребителей в соответствии с заданным режимом;
- участвует в разработке тепловых и гидравлических режимов работы теплоисточника тепловых сетей;
- ведет суточные графики режимов работы системы;
- руководит сборкой схем работы тепловых сетей с установлением тепловых и гидравлических режимов системы централизованного теплоснабжения, обеспечивающих бесперебойное, надежное и качественное теплоснабжение потребителей;
- оформляет заявки на переключения, отключения, испытания и проведение ремонтных работ;
- контролирует параметры теплоносителя по показаниям приборов, получаемым с НчТЭЦ и требует выполнения ими заданного диспетчерского теплового и гидравлического графика;
- осуществляет учет изменений в тепловых схемах, режима подпитки, прогнозов температуры наружного воздуха и фактической температуры;

- анализирует выполнение графиков и заданных режимов;
 - осуществляет технический контроль над всеми операциями, производимыми персоналом при ликвидации аварийных ситуаций на тепловых сетях.
- При работе оперативно-диспетчерская служба использует городские, сотовые телефоны и диспетчерскую поисковую радиосвязь.

4 Зоны действия источников тепловой энергии.

Границы районов муниципального образования города Набережные Челны определены согласно решению Городского Совета Муниципального образования города Набережные Челны «О делении территории города Набережные Челны» на территориальные единицы и установлении границ районов города" №8/25 от 10 февраля 2006 г. (10). Согласно этому решению, город Набережные Челны состоит из трех районов.

К северо-восточной части города относятся Автозаводской и Центральный районы. К юго-западной части – Комсомольский район.

В Комсомольский район входят посёлки ГЭС, ЗЯБ, Сидоровка, Орловка, Элеваторная гора, микрорайон «Замелекесье», Суровка, 32 и 62 комплексы, КамПИ (10комплекс), 33 комплекс, БСИ, Энергорайон.

В Центральный район входят 1-8, 11-19, 31, 35-45, 55-60 комплексы, Медгородок, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к юго-западу от автодороги № 2.

В Автозаводский район входят 20-30, 46-54 комплексы, 50А, 61, 63, 64, 65, 66, 67А, 68, 70А, 71, районы малоэтажной жилой застройки, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к северо-востоку от автодороги № 2, Тогаевский карьер.

На территории г. Набережные Челны действуют 3 источника тепловой энергии- Набережночелнинская ТЭЦ, Котельный цех БСИ, котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны

№ знака на карте	Наименование источника в схеме теплоснабжения.
1.	Набережночелнинская ТЭЦ, 423810, г. Набережные Челны, а/я 49
2.	Котельный цех БСИ, Фабричный проезд, д.9
3.	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ», Набережночелнинский пр-к, д.39

4.1 Набережночелнинская ТЭЦ.

Набережночелнинская ТЭЦ совместно с Котельным цехом БСИ, который является структурным подразделением НчТЭЦ, обеспечивает тепловой энергией большую часть потребителей г. Набережные Челны, за исключением незначительного количества потребителей котельной ООО «КамгэсЗЯБ». При этом Котельный цех БСИ используется для обеспечения

тепловой энергии в виде пара промышленных потребителей БСИ, а в сетевой воде используется только в качестве пикового источника в отопительный период для юго-западной части города.

Таким образом, зона действия Набережночелнинской ТЭЦ практически весь г. Набережные Челны:

1. Новый город (северо- восточная часть города);
2. Поселок ЗЯБ;
3. Поселок ГЭС;
4. Поселок Сидоровка;
5. Микрорайон Замелекесье;
6. Промышленную площадку ПАО «КамАЗ» - сети ООО «КАМАЗ- Энерго»;
7. Промышленно- коммунальную зону – сети ООО «ТСЗВ».
8. Промзона БСИ.
9. Энергорайон.

Зона действия Набережночелнинской ТЭЦ представлена на Рис. 4.1

4.2 Котельный цех БСИ.

Котельный цех БСИ – структурное подразделение Набережночелнинской ТЭЦ, обеспечивает тепловой энергией в виде пара промышленных потребителей БСИ и в пиковых режимах, при температурах наружного воздуха ниже - 21°C, сетевой водой потребителей юго-западной части города поселок ГЭС, поселок Сидоровка и Энергорайон.

1. Промзона БСИ (тепловая нагрузка в виде пара и горячей воды);
2. Поселок ГЭС;
3. Поселок Сидоровка;
4. Энергорайон.

Зона действия Котельного цеха БСИ представлена на Рис. 4.2

4.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Зонами действия источника тепловой энергии Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» является часть территории юго-западной части города Набережные Челны, а именно часть объектов Комсомольского района:

- промышленные потребители, а именно: собственное потребление «Завода Ячеистого Бетона»;
- бюджетные организации,
- население и жилищные организации.

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» снабжает тепловой энергией потребителей в летний и зимний период. При этом, котельная ООО «КамгэсЗЯБ» обеспечивает тепловой энергией собственные нужды в объеме 16,4 Гкал/ч и сторонних потребителей (жилой и общественный фонд) – 6,502 Гкал/ч.

Зона действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлена на Рис. 4.3

Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ

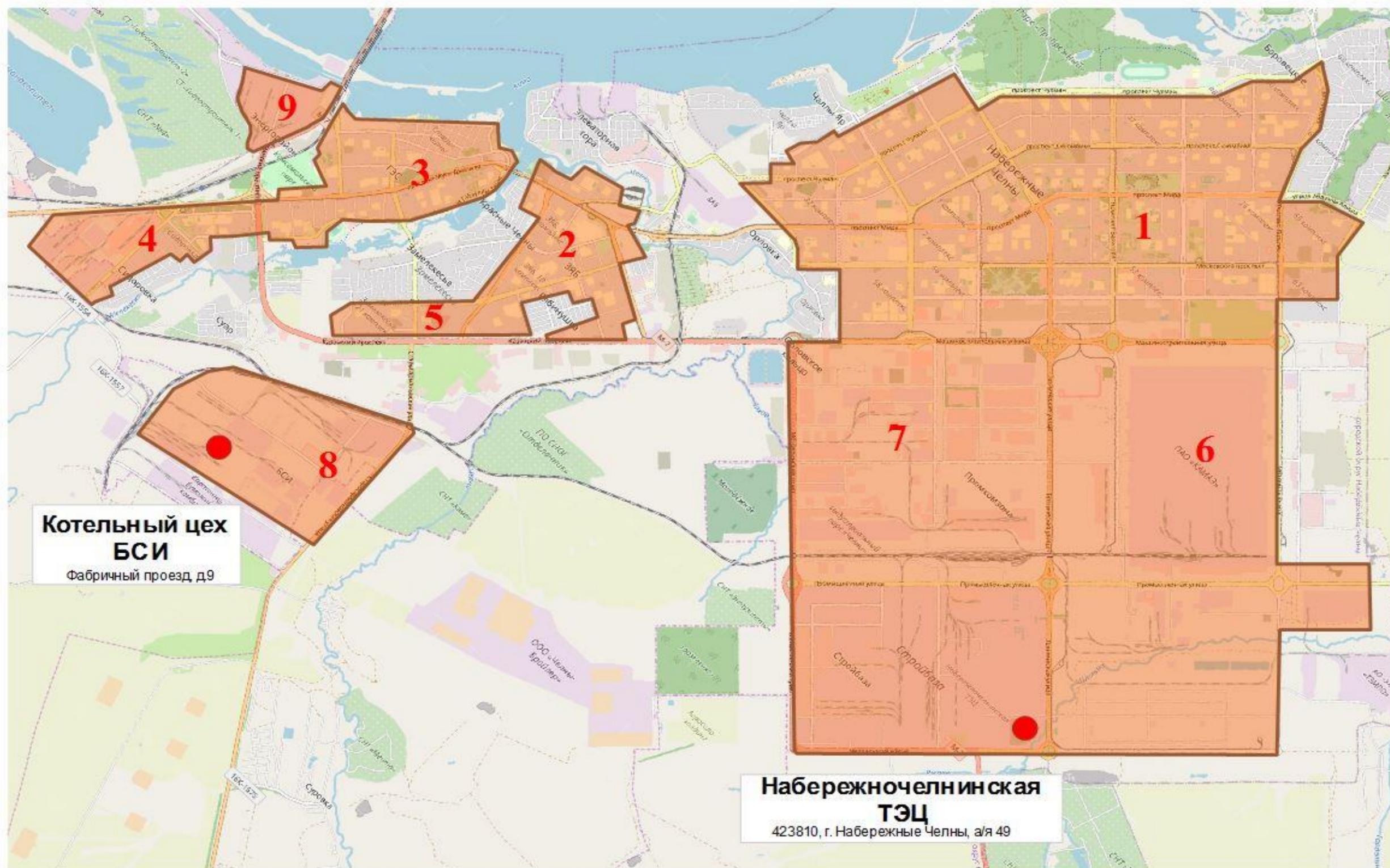
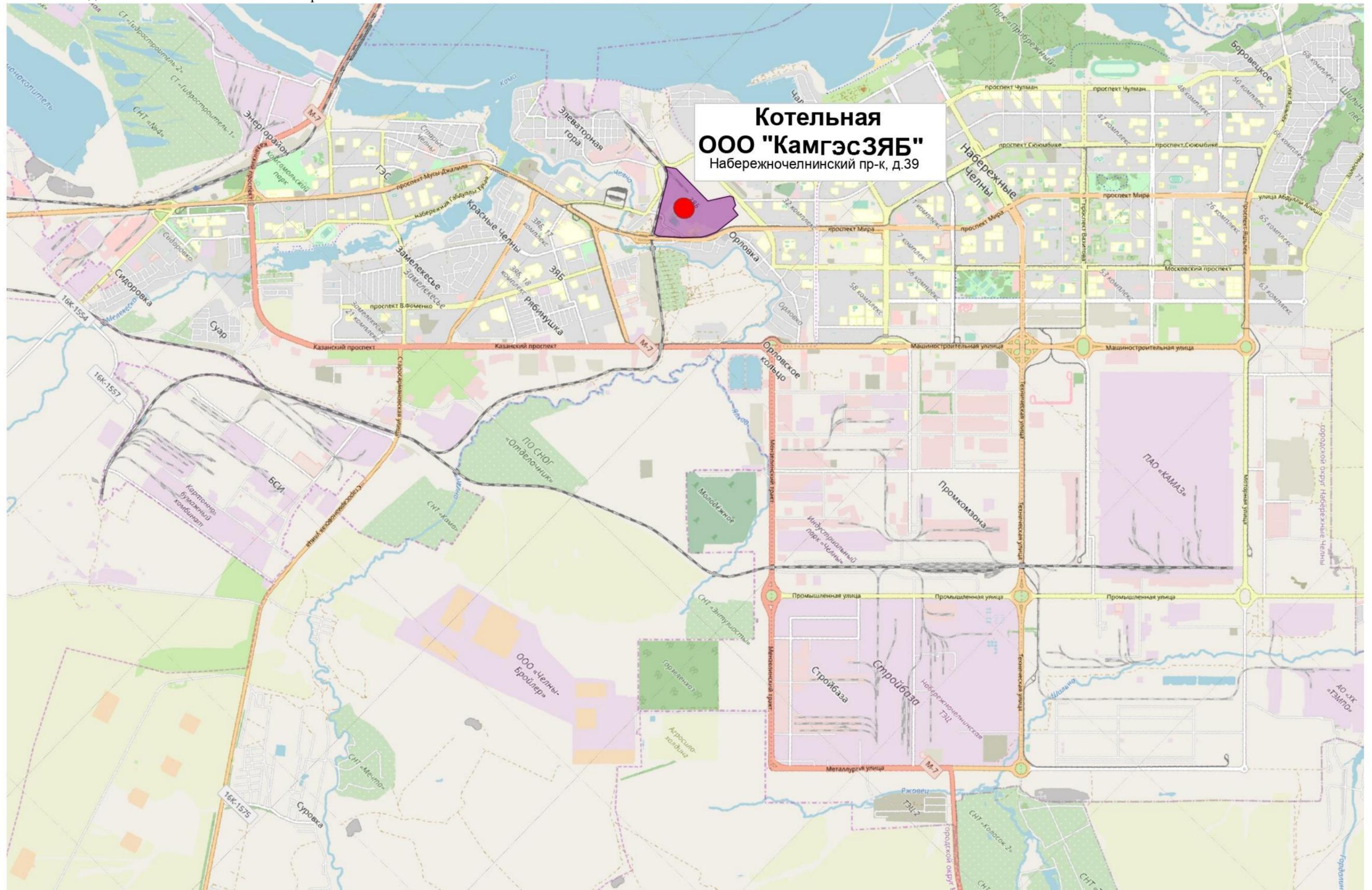


Рис. 4.3 Зона действия источника тепловой энергии котельная ООО «КамгэсЗЯБ»



4.4. Результаты расчётов радиуса эффективного теплоснабжения.

Для оценки целесообразности подключения перспективных тепловых нагрузок к источникам централизованного теплоснабжения актуализированной схемой теплоснабжения г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года предлагается применять методику расчёта радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения, которая приведена в Стандарте организации Некоммерческое партнёрство «Российское теплоснабжение» СТО НП «РТ» 70264433-2-1-2015.

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1. Для каждого диаметра трубопровода определяется длина тепловой сети от точки подключения до объекта технического присоединения при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст (для сводных таблиц). Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке тепловой сети. Для конкретного объекта необходимо произвести гидравлический расчет с определением потерь в подающем и обратном трубопроводе, которые будут учтены при выборе диаметра трубопровода.

2. Задаваясь температурным графиком работы тепловой сети (исходя из фактического для рассматриваемого источника теплоснабжения), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величина полезного отпуска тепловой энергии. В данном случае под полезным отпуском следует понимать максимальное потребление тепловой энергии объектом присоединения.

3. Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с утечкой сетевой воды.

4. Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

5. Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1

километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину *i*-го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

6. Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для *i*-го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

7. Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию тепловой сети, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

8. Определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепловой сети к выручке от реализации тепловой энергии. Вывод о попадании объекта присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается на основании соблюдения условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В случае превышения – объект не входит в радиус эффективного теплоснабжения и присоединению к системе централизованного теплоснабжения не подлежит. В этом случае решение должно приниматься муниципальным образованием на основе общественных слушаний с последующим отражением в схеме теплоснабжения. Для обоснования технологического присоединения так же необходимо учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта технического присоединения;
- превышение установленной мощности для источника теплоснабжения не допускается.

В Табл. 4.1 приведён пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта.

Табл. 3.1 Пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта теплоснабжения

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
Общая расчётная тепловая нагрузка, Гкал/ч	C1	0,023092	
Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	C2	0,023092	
Расчётная тепловая нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч	C3	0	

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
Наружный проектный диаметр трубопровода, мм	C4	45	
Длина проектной тепловой сети до объекта, м	C5	73,76	
Стоимость подключения с НДС	C6	550,00	
Стоимость подключения без НП и НДС, руб	C7	372,88	расчет по формуле $C7=C6/1.2 \times 0.8$
Стоимость ПИР с НДС, руб	C8	121 786,62	
Плановые затраты на ПИР+СМР без НДС, руб	C9	1 116 080,00	
Ориентировочный Плановый фин. результат по плате за подключение, руб.	C10	-1 115 707,12	расчет по формуле $C10=C9-C7$
Количество дней отопительного периода, дней	C11	209	при температурах $t < 8^{\circ}\text{C}$ (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $^{\circ}\text{C}$	C12	-5,20	при температурах $t < 8^{\circ}\text{C}$ (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Минимальная температура в помещении, $^{\circ}\text{C}$	C13	18,00	по СанПиН 2.1.2.2645-10
Проектная температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$	C14	-32,00	по (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Потери через изоляцию подающего трубопровода, Гкал/год	C15	10,5801344	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери через изоляцию обратного трубопровода, Гкал/год	C16	6,1604352	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери с утечками подающего трубопровода, Гкал/год	C17	0,158584	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери с утечками обратного трубопровода, Гкал/год	C18	0,158584	расчет из программного комплекса Ратен-325
Общие потери тепловой энергии на новом участке тепловой сети, Гкал/год	C19	17,06	расчет по формуле $C19=C15+C16+C17+C18$
Полезный отпуск потребителю, Гкал/год	C20	53,74	расчет по формуле $C20=[C2 \times 24 \times C11 \times ((C13 - C12)/(C13 - (C14))) + [(C3/2.2) \times 24 \times 365]$
Тариф на потери без НДС, руб/Гкал	C21	588,86	постановление ГК РТ по тарифам № 5-45/тэ от 30.11.2015 значение тарифа для потребителей на период 01.01.2016-30.06.2016
Тариф на тепловую энергию без НДС, руб/Гкал	C22	1254,24	постановление ГК РТ по тарифам №5-47/тэ от

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
			30.11.2015, значение тарифа для потребителей на период 01.01.2016-30.06.2016
Затраты на потери по вновь созданному участку, руб/год	C23	10044,62	расчет по формуле C23=C19xC21
Выручка от реализации тепловой энергии новому потребителю, руб/год без НДС	C24	67408,97	расчет по формуле C24=(C20xC22)
Срок амортизации, лет	C25	10	
Приведенные затраты на строительство в зависимости от срока амортизации, рублей/год без НДС	C26	111608,00	расчет по формуле C26=(C9/C25)
Затраты на эксплуатацию трубопровода, рублей/год без НДС	C27	12979,44338	
Итого затрат, рублей без НДС	C28	134632,06	расчет по формуле C28=(C23+C26+C27)
Отношение Выручки от снабжения тепловой энергии объекта к Затратам по его строительству и эксплуатацию	C29	0,501	расчет по формуле C29=(C24/C28)
Решение по подключаемому объекту	C30	Объект расположен за пределами радиуса эффективно-го тепло-снабжения, подключение объекта НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО	на основании данных в C29 (C29>1-объект в эффективном радиусе теплоснабжения, C29<1 - объект вне эффективного радиуса теплоснабжения)

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения:

$$R_s = 563 \times \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \times \frac{(H)^{0,07}}{(B)^{0,09}} \times \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}, \text{ где}$$

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

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

V – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, $1/\text{км}^2$;

P – теплоплотность района, $\text{Гкал}/\text{ч}\cdot\text{км}^2$;

Δt – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, 0С ;

φ – поправочный коэффициент, равный 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

$$R_3 = 563 \times \left(\frac{1,3}{74251} \right)^{0,35} \times \frac{(120,5)^{0,07}}{(48,43)^{0,09}} \times \left(\frac{59}{18,89} \right)^{0,13} = 13,93 \text{ км}$$

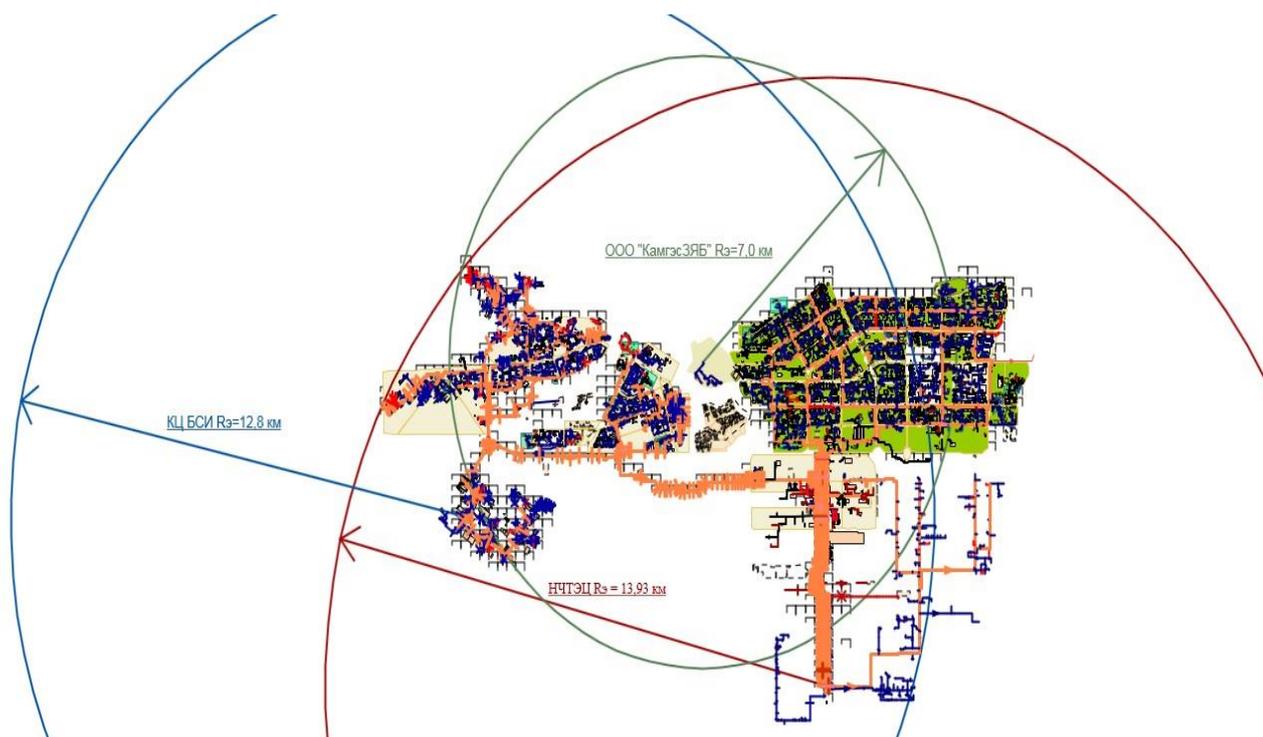
Аналогично были рассчитаны радиусы эффективного теплоснабжения КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ». Результаты расчетов приведены в таблице 4.3.

Радиусы эффективного теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлены на Рис.4.4. Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 4.2 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удалённого потребителя (по тепловым сетям), км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
Набережночелнинская ТЭЦ	24581,95	13,93
Котельный цех БСИ	14,89	12,8
Котельная «КамгэсЗЯБ»	1,1	7,0

Рис. 4.4. Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ»



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

В рамках работы по «Актуализации схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2017 год на период до 2032 года» был выполнен анализ фактического максимального теплопотребления абонентов, т.е. приведение фактических тепловых нагрузок потребителей к расчетной температуре наружного воздуха согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», для наиболее крупного источника теплоснабжения г. Набережные Челны – Набережночелнинской ТЭЦ. Анализ проводился по массиву показаний приборов коммерческого учета за период 2017 года, но несколько по другой методике, чем предлагаемая в П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

При выполнении анализа фактического потребления тепловой энергии абонентов было выявлено отклонение фактических расчетных (приведенных к - 32°C) нагрузок потребителей от проектных (договорных) нагрузок, как по системам отопления, так и по максимальным и средним нагрузкам систем горячего водоснабжения.

Для проверки соответствия ранее выполненного анализа фактического потребления тепловой энергии абонентов, выполнено выборочное определение расчетной тепловой нагрузки ряда потребителей по методике П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» и сравнение результатов.

В Табл. 5.1. приведены данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 40/11 Нового города (тип прибора ТСРВ- 022, зав. номер 603985).

Табл. 5.1 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 40/11 Нового города

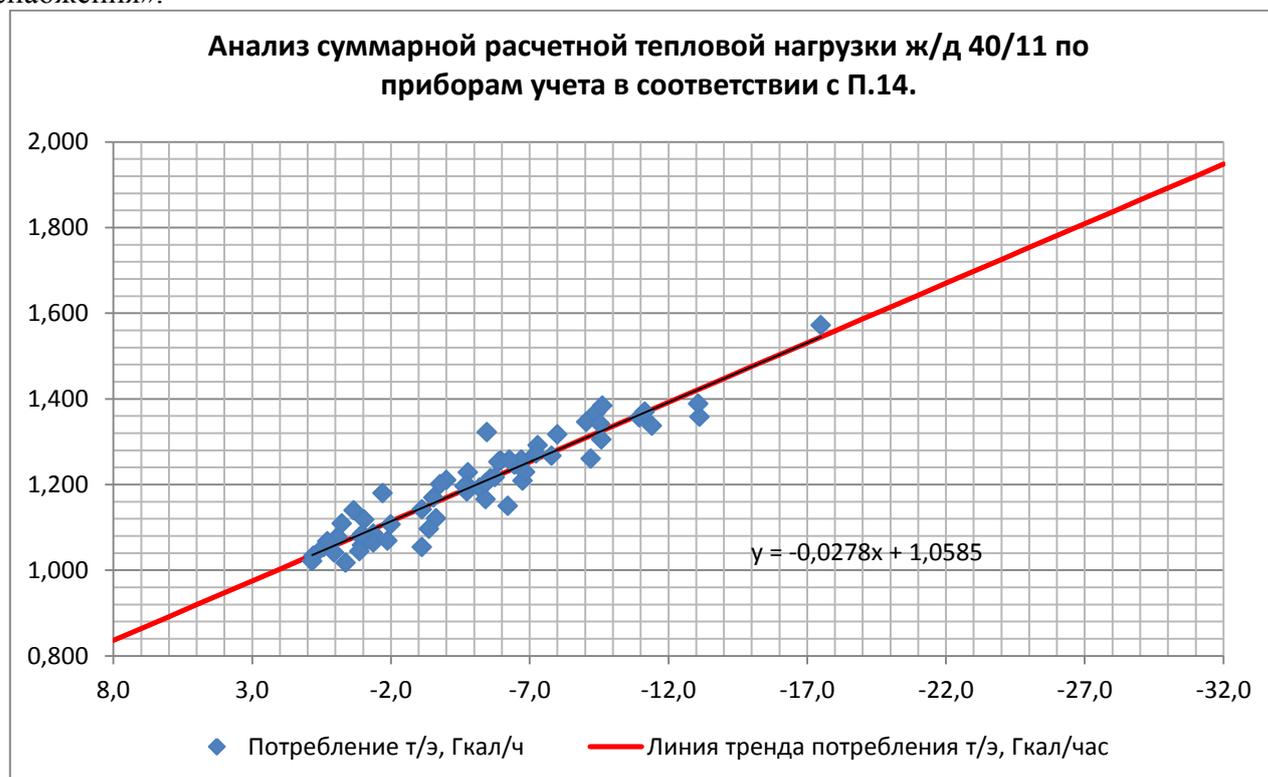
Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
23.11.2019	657,200	96,92	5,51	657,000	46,48	2,86	0,200	50,44	24,00	33.211
24.11.2019	606,100	97,44	5,51	605,900	44,43	2,86	0,200	53,01	24,00	32.192
25.11.2019	630,800	95,14	5,51	630,700	45,60	2,96	0,100	49,54	24,00	31.308
26.11.2019	600,800	94,88	5,51	600,400	44,72	2,96	0,400	50,16	24,00	30.192
27.11.2019	684,900	94,65	5,40	684,500	46,85	2,96	0,400	47,80	24,00	32.798
28.11.2019	618,700	93,49	5,51	618,000	44,77	2,96	0,700	48,72	24,00	30.191
29.11.2019	617,400	91,57	5,51	616,800	44,32	2,96	0,600	47,25	24,00	29.213
30.11.2019	594,400	91,79	5,51	593,700	43,39	2,86	0,700	48,40	24,00	28.809
01.12.2019	594,100	91,17	5,51	593,500	42,35	2,96	0,600	48,82	24,00	29.042
02.12.2019	598,100	94,31	5,51	597,800	44,14	2,96	0,300	50,17	24,00	30.058
03.12.2019	651,000	95,39	5,51	650,500	45,87	2,96	0,500	49,52	24,00	32.292
04.12.2019	619,800	95,38	5,51	619,500	44,48	2,96	0,300	50,90	24,00	31.602

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
05.12.2019	609,800	92,78	5,51	609,200	44,50	2,96	0,600	48,28	24,00	29.493
06.12.2019	589,300	84,84	5,51	587,900	41,42	2,96	1,400	43,42	24,00	25.611
07.12.2019	605,200	83,66	5,51	603,800	40,96	2,96	1,400	42,70	24,00	25.862
08.12.2019	612,200	85,34	5,51	610,800	40,72	2,96	1,400	44,62	24,00	27.339
09.12.2019	561,300	84,11	5,51	560,100	40,50	2,96	1,200	43,61	24,00	24.503
10.12.2019	613,000	81,89	5,51	610,800	41,17	2,86	2,200	40,72	24,00	24.981
11.12.2019	595,200	84,00	5,51	593,300	41,56	2,96	1,900	42,44	24,00	25.282
12.12.2019	538,100	94,19	5,51	537,700	42,31	2,96	0,400	51,88	24,00	27.964
13.12.2019	571,500	97,45	5,51	571,100	44,63	2,96	0,400	52,82	24,00	30.24
14.12.2019	606,000	98,06	5,51	605,600	45,22	2,96	0,400	52,84	24,00	32.082
15.12.2019	577,600	96,03	5,51	577,000	43,27	2,96	0,600	52,76	24,00	30.524
16.12.2019	596,100	91,55	5,51	594,900	43,19	2,96	1,200	48,36	24,00	28.872
17.12.2019	616,800	84,84	5,51	615,100	42,23	2,96	1,700	42,61	24,00	26.307
18.12.2019	574,500	84,31	5,51	572,900	40,73	2,96	1,600	43,58	24,00	25.052
19.12.2019	554,400	84,72	5,51	552,900	40,72	2,96	1,500	44,00	24,00	24.415
20.12.2019	569,800	85,99	5,51	568,200	41,03	2,96	1,600	44,96	24,00	25.64
21.12.2019	529,700	95,67	5,51	529,200	41,74	2,96	0,500	53,93	24,00	28.614
22.12.2019	535,600	97,13	5,61	535,000	40,94	2,96	0,600	56,19	24,00	30.14
23.12.2019	581,400	93,55	5,51	580,400	44,24	2,96	1,000	49,31	24,00	28.711
24.12.2019	593,300	90,41	5,51	592,000	42,60	2,96	1,300	47,81	24,00	28.404
25.12.2019	618,000	92,32	5,51	616,900	43,19	2,96	1,100	49,13	24,00	30.407
26.12.2019	621,800	99,28	5,51	621,200	45,81	2,96	0,600	53,47	24,00	33.319
27.12.2019	635,100	96,38	5,51	634,200	45,17	2,96	0,900	51,21	24,00	32.586
28.12.2019	630,500	97,02	5,51	629,700	44,98	2,96	0,800	52,04	24,00	32.87
29.12.2019	571,400	100,8	5,51	570,900	43,99	2,96	0,500	56,84	24,00	32.545
30.12.2019	684,900	103,4	5,40	684,500	48,47	2,86	0,400	54,92	24,00	37.719
31.12.2019	623,800	93,46	5,51	622,500	42,67	2,96	1,300	50,79	24,00	31.73
01.01.2020	491,800	93,19	5,61	490,600	41,35	2,96	1,200	51,84	24,00	25.533
02.01.2020	577,700	93,51	5,51	576,400	43,38	2,96	1,300	50,13	24,00	29.001
03.01.2020	678,000	88,21	5,30	676,100	44,17	2,96	1,900	44,04	24,00	29.894
04.01.2020	592,200	88,38	5,51	590,500	40,64	2,96	1,700	47,74	24,00	28.301
05.01.2020	555,600	88,69	5,61	553,900	40,45	2,96	1,700	48,24	24,00	26.824
06.01.2020	531,000	91,45	5,61	529,800	40,85	2,96	1,200	50,60	24,00	26.902
07.01.2020	508,400	95,24	5,61	507,400	41,05	2,96	1,000	54,19	24,00	27.593
08.01.2020	569,200	97,10	5,51	568,200	42,75	3,06	1,000	54,35	24,00	30.988
09.01.2020	565,100	94,47	5,51	563,800	43,01	2,96	1,300	51,46	24,00	29.128
10.01.2020	657,100	86,83	5,51	655,100	43,11	3,06	2,000	43,72	24,00	28.757
11.01.2020	557,700	90,80	5,51	556,200	41,73	3,06	1,500	49,07	24,00	27.398
12.01.2020	601,300	91,01	5,51	599,700	42,05	3,06	1,600	48,96	24,00	29.471
13.01.2020	612,600	88,44	5,51	610,600	42,67	3,06	2,000	45,77	24,00	28.067
14.01.2020	589,200	85,72	5,51	587,200	41,61	3,06	2,000	44,11	24,00	26.008
15.01.2020	607,100	85,27	5,40	604,600	41,57	3,06	2,500	43,70	24,00	26.552
16.01.2020	561,900	87,57	5,51	560,100	41,45	3,06	1,800	46,12	24,00	25.936

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
17.01.2020	519,300	87,35	5,61	517,700	39,63	3,06	1,600	47,72	24,00	24.807
18.01.2020	533,000	87,07	5,61	531,300	39,68	3,06	1,700	47,39	24,00	25.279
19.01.2020	652,800	80,61	5,40	650,500	39,86	3,16	2,300	40,75	24,00	26.615
20.01.2020	632,100	82,01	5,51	629,800	41,10	3,06	2,300	40,91	24,00	25.874
21.01.2020	661,900	79,74	5,40	659,500	41,40	3,16	2,400	38,34	24,00	25.392
22.01.2020	655,300	81,33	5,40	653,000	41,61	3,06	2,300	39,72	24,00	26.041

На основании данных Табл. 5.1 построен график суммарной тепловой нагрузки ж/д 40/11, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C.

Рис. 5.1 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 40/11 по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 1,9481 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 1,9474 Гкал/час (отопительная нагрузка – 1,58857Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0,35953 Гкал/час.) - расхождение в результатах составляет 0,04%.

При этом проектная (договорная) нагрузка данного жилого дома составляет по системам отопления – 2,371 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0,6408 Гкал/час.

В Табл. 5.2 приведены данные приборов учета тепловой энергии за период с 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по Гимназии № 29 Нового города (тип прибора ТСРВ- 024М, зав. номер 103516).

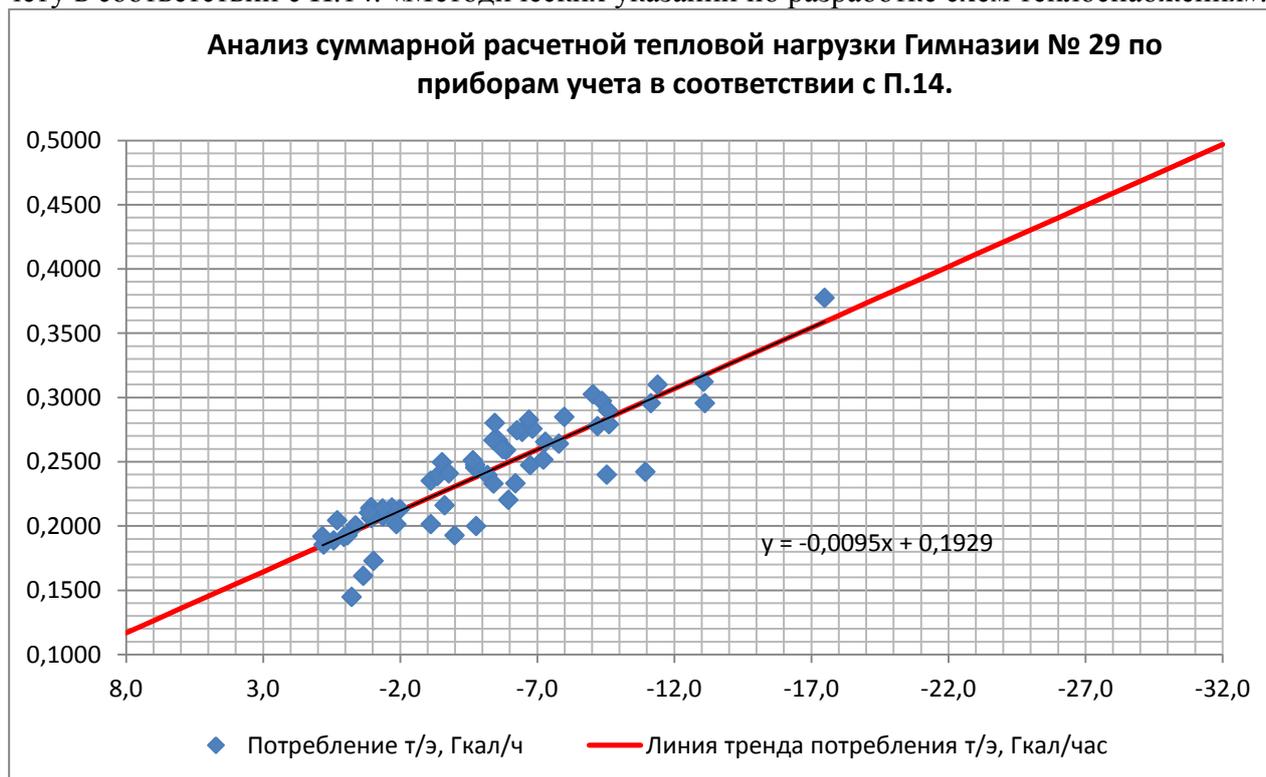
Табл. 5.2 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по Гимназии № 29 Нового города

Дата	M1,тн	T1, ^о С	P1, КГС	M2,тн	T2, ^о С	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
23.11.2019	168,846	93,84	0,00	170,974	53,57	0,00	-2,128	40,27	24,00	6.702
24.11.2019	127,768	95,73	0,00	127,680	50,72	0,00	0,088	45,01	24,00	5.759
25.11.2019	166,656	94,22	0,00	165,283	52,17	0,00	1,373	42,05	24,00	6.961
26.11.2019	159,138	93,27	0,00	157,892	51,32	0,00	1,246	41,95	24,00	6.589
27.11.2019	179,828	93,18	0,00	178,373	52,65	0,00	1,455	40,53	24,00	7.133
28.11.2019	169,616	92,83	0,00	168,199	52,44	0,00	1,417	40,39	24,00	6.785
29.11.2019	156,843	89,96	0,00	155,480	49,44	0,00	1,363	40,52	24,00	6.236
30.11.2019	139,858	90,45	0,00	138,764	48,58	0,00	1,094	41,87	24,00	5.78
01.12.2019	103,925	89,55	0,00	103,255	45,09	0,00	0,670	44,46	24,00	4.623
02.12.2019	144,590	91,75	0,00	143,581	48,67	0,00	1,009	43,08	24,00	6.217
03.12.2019	181,363	94,30	0,00	179,859	53,98	0,00	1,504	40,32	24,00	7.259
04.12.2019	164,116	94,01	0,00	162,932	52,24	0,00	1,184	41,77	24,00	6.835
05.12.2019	165,053	92,59	0,00	163,708	52,24	0,00	1,345	40,35	24,00	6.619
06.12.2019	123,295	84,83	0,00	122,303	44,70	0,00	0,992	40,13	24,00	4.907
07.12.2019	126,328	81,10	0,00	125,251	43,27	0,00	1,077	37,83	24,00	4.624
08.12.2019	94,276	83,14	0,00	93,777	41,92	0,00	0,499	41,22	24,00	3.866
09.12.2019	117,480	82,45	0,00	116,478	42,53	0,00	1,002	39,92	24,00	4.605
10.12.2019	125,749	80,06	0,00	124,650	42,62	0,00	1,099	37,44	24,00	4.595
11.12.2019	131,006	82,00	0,00	129,789	43,84	0,00	1,217	38,16	24,00	4.836
12.12.2019	132,193	89,11	0,00	131,102	46,39	0,00	1,091	42,72	24,00	5.593
13.12.2019	151,006	95,50	0,00	149,812	50,89	0,00	1,194	44,61	24,00	6.662
14.12.2019	178,641	96,98	0,00	177,069	55,15	0,00	1,572	41,83	24,00	7.441
15.12.2019	139,381	94,71	0,00	138,192	51,28	0,00	1,189	43,43	24,00	6.038
16.12.2019	155,677	91,75	0,00	154,308	50,22	0,00	1,369	41,53	24,00	6.401
17.12.2019	161,065	84,15	0,00	159,362	47,85	0,00	1,703	36,30	24,00	5.736
18.12.2019	134,301	83,52	0,00	132,992	45,23	0,00	1,309	38,29	24,00	5.049
19.12.2019	124,533	83,37	0,00	123,306	43,66	0,00	1,227	39,71	24,00	4.813
20.12.2019	124,040	83,30	0,00	122,831	43,40	0,00	1,209	39,90	24,00	4.837
21.12.2019	132,172	91,95	0,00	131,051	47,93	0,00	1,121	44,02	24,00	5.755
22.12.2019	110,441	95,92	0,00	109,688	47,95	0,00	0,753	47,97	24,00	5.286
23.12.2019	137,977	92,75	0,00	136,814	48,68	0,00	1,163	44,07	24,00	6.027
24.12.2019	146,094	89,56	0,00	144,779	48,37	0,00	1,315	41,19	24,00	5.942
25.12.2019	161,059	90,11	0,00	159,549	50,06	0,00	1,510	40,05	24,00	6.335
26.12.2019	176,313	97,67	0,00	174,818	55,01	0,00	1,495	42,66	24,00	7.496
27.12.2019	168,636	96,47	0,00	167,214	54,24	0,00	1,422	42,23	24,00	7.092
28.12.2019	177,670	95,00	0,00	176,084	54,69	0,00	1,586	40,31	24,00	7.096
29.12.2019	119,389	98,10	0,00	118,667	49,46	0,00	0,722	48,64	24,00	5.815
30.12.2019	217,002	102,7 8	0,00	215,247	60,68	0,00	1,755	42,10	24,00	9.059
31.12.2019	166,009	94,58	0,00	164,572	54,09	0,00	1,437	40,49	24,00	6.726

Дата	M1,тн	T1, °C	P1, КГС	M2,тн	T2, °C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
01.01.2020	118,027	90,53	0,00	117,201	46,64	0,00	0,826	43,89	24,00	5.129
02.01.2020	139,071	92,80	0,00	138,078	49,12	0,00	0,993	43,68	24,00	5.936
03.01.2020	189,238	87,93	0,00	187,320	52,66	0,00	1,918	35,27	24,00	6.559
04.01.2020	129,117	86,87	0,00	128,064	46,67	0,00	1,053	40,20	24,00	5.146
05.01.2020	97,343	86,11	0,00	96,679	43,11	0,00	0,664	43,00	24,00	4.151
06.01.2020	124,161	88,55	0,00	123,208	46,03	0,00	0,953	42,52	24,00	5.186
07.01.2020	122,431	93,68	0,00	121,585	47,79	0,00	0,846	45,89	24,00	5.597
08.01.2020	145,505	95,14	0,00	144,407	50,84	0,00	1,098	44,30	24,00	6.374
09.01.2020	146,734	94,88	0,00	145,529	50,58	0,00	1,205	44,30	24,00	6.404
10.01.2020	158,007	86,03	0,00	156,578	48,16	0,00	1,429	37,87	24,00	5.892
11.01.2020	140,776	88,49	0,00	139,599	47,84	0,00	1,177	40,65	24,00	5.644
12.01.2020	109,145	89,49	0,00	108,429	45,45	0,00	0,716	44,04	24,00	4.797
13.01.2020	155,813	87,53	0,00	154,388	48,75	0,00	1,425	38,78	24,00	5.993
14.01.2020	129,308	84,47	0,00	128,168	44,67	0,00	1,140	39,80	24,00	5.073
15.01.2020	132,634	83,97	0,00	131,432	44,87	0,00	1,202	39,10	24,00	5.112
16.01.2020	128,876	86,10	0,00	127,699	45,28	0,00	1,177	40,82	24,00	5.153
17.01.2020	102,642	85,55	0,00	101,903	41,65	0,00	0,739	43,90	24,00	4.453
18.01.2020	104,866	86,08	0,00	104,104	42,64	0,00	0,762	43,44	24,00	4.529
19.01.2020	86,671	79,89	0,00	86,062	39,55	0,00	0,609	40,34	24,00	3.477
20.01.2020	142,856	80,63	0,00	141,486	44,28	0,00	1,370	36,35	24,00	5.135
21.01.2020	147,087	78,39	0,00	145,543	43,66	0,00	1,544	34,73	24,00	4.949
22.01.2020	142,515	79,83	0,00	141,023	44,25	0,00	1,492	35,58	24,00	4.98

На основании данных Табл. 5.2 построен график суммарной тепловой нагрузки Гимназии № 29, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C.

Рис. 5.2 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки Гимназии № 29 по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 0,4969 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 0,4785 Гкал/час (отопительная нагрузка – 0,4166 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0,0619 Гкал/час.) - расхождение в результатах составляет 3,7%.

При этом проектная (договорная) нагрузка Гимназии № 29 составляет по системам отопления – 0,6218 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0,1547 Гкал/час.

В Табл. 5.3 приведены данные приборов учета тепловой энергии за период с 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 10/70 п. ГЭС(тип прибора ТСРВ- 024, зав. номер 903240).

Табл. 5.3 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 10/70 п. ГЭС

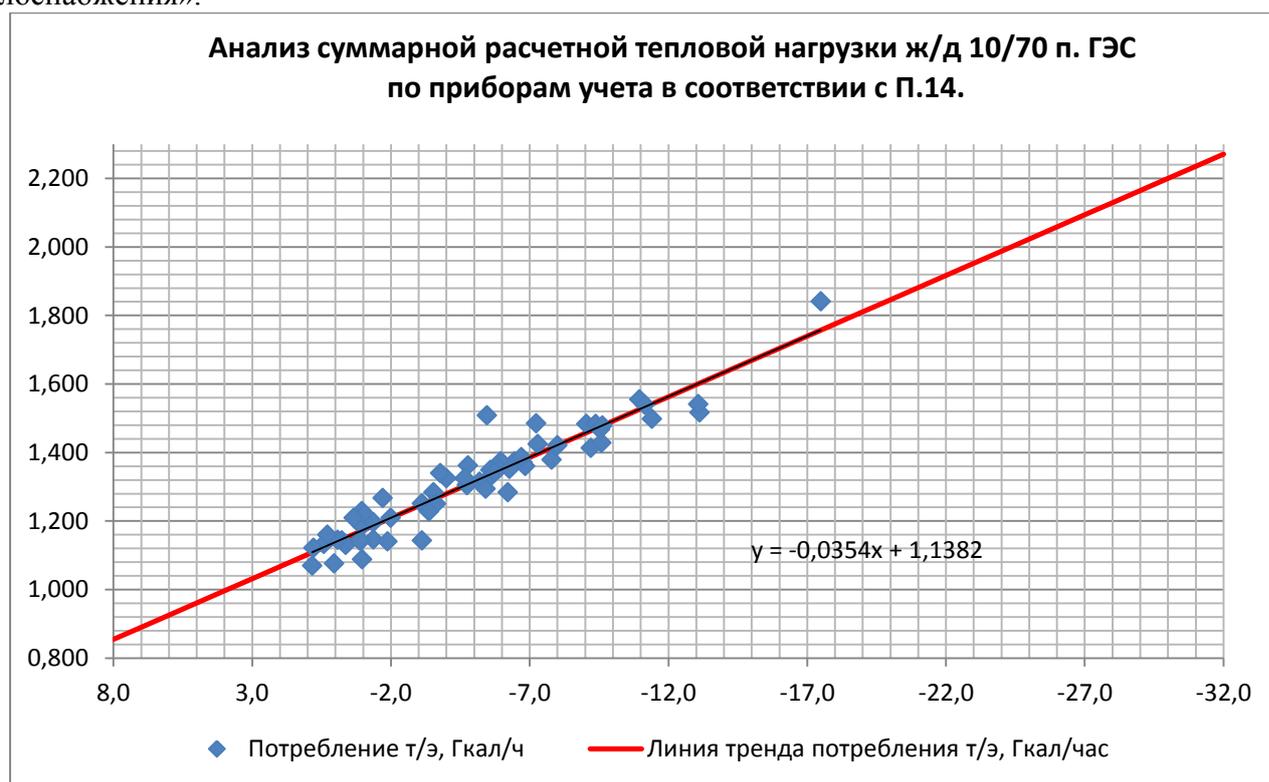
Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
23.11.2019	681,781	95,00	4,36	683,174	42,91	5,05	-1,393	52,09	24,00	35.479
24.11.2019	658,075	95,68	5,34	659,453	42,17	5,09	-1,378	53,51	24,00	35.218
25.11.2019	678,337	93,39	4,72	679,781	42,86	5,07	-1,444	50,53	24,00	34.27
26.11.2019	637,987	92,79	4,48	639,236	41,76	5,06	-1,249	51,03	24,00	32.449
27.11.2019	725,106	92,66	4,44	726,617	43,58	5,07	-1,511	49,08	24,00	35.589
28.11.2019	669,908	91,96	4,67	671,073	42,23	5,07	-1,165	49,73	24,00	33.275
29.11.2019	681,511	89,48	4,87	682,274	42,12	5,06	-0,763	47,36	24,00	32.215
30.11.2019	655,367	89,99	6,50	656,653	40,94	5,06	-1,286	49,05	24,00	32.163
01.12.2019	646,670	89,44	5,67	648,031	40,26	5,10	-1,361	49,18	24,00	31.793
02.12.2019	655,686	91,26	3,08	657,177	41,83	5,07	-1,491	49,43	24,00	32.451

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
03.12.2019	722,596	93,38	5,31	724,033	44,05	5,08	-1,437	49,33	24,00	35.585
04.12.2019	681,899	93,19	5,86	682,683	43,18	5,09	-0,784	50,01	24,00	34.097
05.12.2019	661,903	91,61	3,97	663,231	42,17	5,07	-1,328	49,44	24,00	32.648
06.12.2019	618,541	84,51	0,12	620,042	39,28	5,07	-1,501	45,23	24,00	27.832
07.12.2019	649,156	81,03	0,51	650,703	38,57	5,08	-1,547	42,46	24,00	27.483
08.12.2019	642,661	83,44	0,54	644,137	38,13	5,08	-1,476	45,31	24,00	29.03
09.12.2019	581,422	82,42	0,86	582,886	38,12	5,08	-1,464	44,30	24,00	25.67
10.12.2019	618,813	80,24	0,44	619,782	38,33	5,07	-0,969	41,91	24,00	25.832
11.12.2019	648,182	81,77	1,63	649,531	39,32	5,09	-1,349	42,45	24,00	27.439
12.12.2019	626,395	90,14	4,83	627,842	40,46	5,13	-1,447	49,68	24,00	31.063
13.12.2019	649,141	95,14	6,25	650,245	42,94	5,07	-1,104	52,20	24,00	33.922
14.12.2019	677,306	96,21	6,83	678,299	43,12	5,07	-0,993	53,09	24,00	35.963
15.12.2019	677,428	94,14	5,69	678,454	41,46	5,08	-1,026	52,68	24,00	35.643
16.12.2019	638,040	90,93	4,02	639,075	41,41	5,05	-1,035	49,52	24,00	31.574
17.12.2019	691,462	83,37	1,78	692,529	40,63	5,05	-1,067	42,74	24,00	29.48
18.12.2019	627,846	83,21	1,56	629,050	39,38	5,07	-1,204	43,83	24,00	27.438
19.12.2019	612,506	83,10	1,63	613,701	38,71	5,05	-1,195	44,39	24,00	27.12
20.12.2019	621,208	83,36	0,48	622,430	39,21	5,08	-1,222	44,15	24,00	27.362
21.12.2019	613,110	92,02	5,02	614,296	40,53	5,12	-1,186	51,49	24,00	31.554
22.12.2019	592,235	95,95	6,21	593,343	40,30	5,10	-1,108	55,65	24,00	32.972
23.12.2019	622,094	92,34	2,82	623,153	41,18	5,10	-1,059	51,16	24,00	31.784
24.12.2019	649,375	88,84	2,54	650,396	40,59	5,09	-1,021	48,25	24,00	31.304
25.12.2019	699,817	89,71	4,97	700,604	42,51	5,10	-0,787	47,20	24,00	33.082
26.12.2019	699,294	96,99	6,96	757,698	47,73	5,53	-58,404	49,26	24,00	36.971
27.12.2019	720,637	95,35	5,57	721,299	44,66	5,13	-0,662	50,69	24,00	36.398
28.12.2019	735,183	94,95	5,11	735,815	44,48	5,10	-0,632	50,47	24,00	36.939
29.12.2019	674,561	98,22	6,39	675,334	43,05	5,10	-0,773	55,17	24,00	37.314
30.12.2019	824,472	102,05	6,95	824,207	48,57	5,11	0,265	53,48	24,00	44.184
31.12.2019	700,975	93,40	0,95	701,646	41,71	5,06	-0,671	51,69	24,00	36.196
01.01.2020	578,648	90,29	2,64	579,537	40,47	5,14	-0,889	49,82	24,00	28.715
02.01.2020	649,948	92,57	3,89	650,811	41,93	5,08	-0,863	50,64	24,00	32.923
03.01.2020	741,314	87,04	0,68	742,097	42,38	5,07	-0,783	44,66	24,00	32.99
04.01.2020	662,240	86,23	0,31	663,168	40,15	5,10	-0,928	46,08	24,00	30.417
05.01.2020	626,143	86,31	1,88	627,075	39,28	5,09	-0,932	47,03	24,00	29.292
06.01.2020	602,666	88,14	3,29	603,646	38,32	5,11	-0,980	49,82	24,00	30.009
07.01.2020	584,576	93,41	5,55	585,480	40,66	5,11	-0,904	52,75	24,00	30.811
08.01.2020	645,071	94,49	5,05	645,641	41,60	5,10	-0,570	52,89	24,00	34.184
09.01.2020	622,746	93,71	2,46	623,188	41,51	5,10	-0,442	52,20	24,00	32.385
10.01.2020	718,243	85,23	0,70	718,589	41,50	5,11	-0,346	43,73	24,00	31.362
11.01.2020	628,554	88,12	2,41	629,032	40,05	5,17	-0,478	48,07	24,00	30.038
12.01.2020	656,498	89,42	2,32	656,983	39,77	5,15	-0,485	49,65	24,00	32.695
13.01.2020	672,467	86,77	0,81	672,837	40,86	5,11	-0,370	45,91	24,00	30.818

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1, Гкал
14.01.2020	643,155	83,94	1,11	643,650	39,66	5,12	-0,495	44,28	24,00	28.439
15.01.2020	654,722	83,78	0,54	655,341	39,36	5,12	-0,619	44,42	24,00	29.019
16.01.2020	645,643	85,85	0,41	646,243	39,71	5,15	-0,600	46,14	24,00	29.502
17.01.2020	571,414	85,49	2,23	572,162	38,29	5,13	-0,748	47,20	24,00	26.916
18.01.2020	574,926	85,20	2,61	575,457	37,85	5,13	-0,531	47,35	24,00	27.19
19.01.2020	645,224	80,37	0,72	645,899	37,81	5,10	-0,675	42,56	24,00	27.426
20.01.2020	667,339	80,40	0,89	667,881	39,19	5,12	-0,542	41,21	24,00	27.408
21.01.2020	663,356	78,35	1,35	663,934	38,88	5,10	-0,578	39,47	24,00	26.123
22.01.2020	687,226	79,31	0,77	687,839	39,19	5,12	-0,613	40,12	24,00	27.51

На основании данных Табл. 5.3. построен график суммарной тепловой нагрузки жилого дома 10/70 п. ГЭС, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C .

Рис. 5.3 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 10/70 п. ГЭС по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 2,271 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 2,284 Гкал/час (отопительная нагрузка – 1,9644 Гкал/час, вентиляция – 0,0642Гкал/ч, средняя нагрузка системы ГВС – 0,2518 Гкал/час) - расхождение в результатах составляет -0,4%.

При этом проектная (договорная) нагрузка данного жилого дома составляет по системам отопления – 3,274 Гкал/час, вентиляции – 0,214 Гкал/ч, средняя нагрузка системы ГВС – 0,6295 Гкал/час.

В связи с тем, что выборочная проверка расчетной тепловой нагрузки потребителей, выполненная ранее, имеет минимальные отклонения от предложенной методики П.14 «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения», сопоставимые с погрешностью приборов учета тепловой энергии $\pm 4\%$, в качестве расчетных тепловых нагрузок в зонах теплоснабжения приняты используемые ранее нагрузки.

5.1 Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ.

В Табл. 5.4 - Табл. 5.7 представлены присоединенные фактические нагрузки в элементах территориального деления.

Табл. 5.4 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха, по объектам северо-восточной части города, Гкал/ч.

Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети						
1	Комплекс 1 (К+М)	7,533	1,213	5,390	2,246	10,992
1	Комплекс 2 (К+М)	8,714	0,900	6,553	2,730	12,345
1	Комплекс 3 (К+М)	8,795	1,377	6,690	2,787	12,960
1	Комплекс 4 (К+М)	6,734	0,340	5,004	2,085	9,159
1	Комплекс 5 (К+М)	3,792	1,110	3,590	1,496	6,398
1	Комплекс 6 (К+М)	5,469	0,076	3,699	1,541	7,085
1	Комплекс 7 (К+М)	11,911	2,779	8,381	3,492	18,182
1	Комплекс 8 (К+М)	1,872	0,883	2,910	1,213	3,968
1	Комплекс 9 (К+М)	7,674	4,265	6,887	2,870	14,809
1	Комплекс 10 (КамПИ) (К+М)	2,993	6,287	2,525	1,052	10,332
1	Комплекс 11 (К+М)	9,633	1,540	7,230	3,012	14,186
1	Комплекс 12 (К+М)	9,201	1,429	9,260	3,858	14,489
1	Комплекс 13 (К+М)	6,538	0,616	7,408	3,087	10,241
1	Комплекс 14 (К+М)	7,362	1,543	6,725	2,802	11,707
1	Комплекс 15 (К+М)	1,295	1,547	0,479	0,200	3,041
1	Комплекс 16 (К+М)	6,674	0,039	5,198	2,166	8,879
1	Комплекс 17 (К+М)	10,111	0,494	7,573	3,155	13,761
1	Комплекс 18 (К+М)	7,611	0,087	6,447	2,686	10,385
1	Комплекс 19 (К+М)	4,001	1,537	2,227	0,928	6,466
1	Комплекс 20 (К+М)	7,647	1,126	5,421	2,259	11,032
1	Комплекс 21 (К+М)	4,013	0,143	3,908	1,628	5,784
1	Комплекс 22 (К+М)	2,757	0,769	1,966	0,819	4,345

1	Комплекс 23 (К+М)	8,236	0,123	5,226	2,178	10,537
1	Комплекс 24 (К+М)	3,590	0,132	2,801	1,167	4,889
1	Комплекс 25 (К+М)	9,423	0,864	7,360	3,067	13,353
1	Комплекс 25а (К+М)	0,647	0,750	1,030	0,429	1,826
1	Комплекс 26 (К+М)	10,700	1,058	9,540	3,975	15,733
1	Комплекс 27 (К+М)	13,989	0,530	10,480	4,367	18,886
1	Комплекс 28 (К+М)	8,773	0,161	7,100	2,958	11,892
1	Комплекс 29 (К+М)	7,934	0,079	7,062	2,943	10,955
1	Комплекс 30 (К+М)	10,455	2,439	7,880	3,283	16,177
1	Комплекс 31 (К+М)	7,415	0,735	8,621	3,592	11,743
1	Комплекс 32 (К+М)	12,287	0,918	10,904	4,543	17,749
1	Комплекс 33 (К+М)	1,843	0,022	2,186	0,911	2,776
1	Комплекс 35 (К+М)	3,270	0,029	2,820	1,175	4,474
1	Комплекс 36 (К+М)	10,269	0,694	9,692	4,038	15,002
1	Комплекс 37 (К+М)	6,790	0,468	6,500	2,708	9,967
1	Комплекс 38 (К+М)	6,668	0,455	7,151	2,980	10,102
1	Комплекс 39 (К+М)	7,210	0,515	7,636	3,182	10,906
1	Комплекс 40 (К+М)	12,428	0,562	10,205	4,252	17,242
1	Комплекс 41 (К+М)	8,619	0,392	8,259	3,441	12,453
1	Комплекс 42 (К+М)	7,717	1,722	7,224	3,010	12,449
1	Комплекс 43 (К+М)	10,054	0,229	8,165	3,402	13,685
1	Комплекс 44 (К+М)	6,642	0,344	6,770	2,821	9,806
1	Комплекс 45 (К+М)	12,348	0,503	11,924	4,968	17,820
1	Комплекс 46 (К+М)	9,522	0,435	8,815	3,673	13,629
1	Комплекс 47 (К+М)	12,600	0,388	11,155	4,648	17,636
1	Комплекс 48 (К+М)	11,241	0,270	10,451	4,355	15,866
1	Комплекс 49 (К+М)	12,826	0,096	10,902	4,543	17,465
1	Комплекс 50 (К+М)	12,702	0,284	11,552	4,813	17,799
1	Комплекс 51 (К+М)	8,723	0,161	8,217	3,424	12,307
1	Комплекс 52 (К+М)	14,397	1,379	14,569	6,070	21,846
1	Комплекс 52а (К+М)	0,944	0,351	0,748	0,312	1,607
1	Комплекс 53 (К+М)	9,120	0,908	8,270	3,446	13,474
1	Комплекс 54 (К+М)	9,117	0,629	10,108	4,212	13,957
1	Комплекс 55 (Гренада) (М)	1,574	0,525	1,447	0,603	2,703
1	Комплекс 56 (К+М)	10,173	0,754	9,488	3,953	14,880
1	Комплекс 56а (К+М)	1,234	0,410	0,991	0,413	2,057
1	Комплекс 58 (К+М)	9,306	0,843	12,710	5,296	15,444
1	Комплекс 59 (К+М)	7,449	0,331	11,861	4,942	12,722
1	Комплекс 60 (К+М)	3,840	0,238	3,103	1,293	5,371
1	Комплекс 61 (К+М)	1,443	0,644	1,175	0,490	2,577
1	Комплекс 62 (К+М)	9,734	0,726	9,701	4,042	14,502
1	Комплекс 63 (К+М)	3,461	0,039	4,281	1,784	5,284
1	Комплекс 64 (К+М)	2,841	0,000	2,549	1,062	3,903
1	Комплекс 65 (К+М)	6,119	0,643	6,602	2,751	9,513
1	пос. Орловка (К+М)	0,447	0,095	0,062	0,026	0,568

1	"Римские термы" (М)	0,012	0,000	0,011	0,005	0,017
1	ТЦ "Леруа Мерлен"(М)	0,112	0,856	0,000	0,000	0,968
1	ТЦ "МЕГАСТРОЙ"(М)	0,068	0,892	0,096	0,040	1,000
1	ГАУ "ИТ-парк" (М)	0,682	0,345	0,239	0,239	1,267
	Итого (К+М):					729,330
Промышленность						
	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиляция	ГВС сред	Технология	Всего
1	"Ремдизель"(L)	1,102	10,466	0,069	0,000	11,637
1	"Энерговентиляция"(L)	0,051	0,000	0,001	0,000	0,051
1	"Алтиком"(L)	0,246	0,470	0,012	0,000	0,728
1	"Астейс"(L)	0,264	0,714	0,000	0,000	0,978
1	"ВИС и МОС"(L)	0,124	0,000	0,008	0,000	0,132
1	"ВЭМ КМУ"(L)	0,059	0,000	0,003	0,000	0,061
1	"КОРА"(L)	0,302	0,123	0,000	0,000	0,425
1	"КамаЦентр"(L)	0,050	0,000	0,000	0,000	0,050
1	"Омет+"(L)	0,025	0,000	0,011	0,000	0,035
1	"СПЕЦПРОМСЕРВИС"(L)	0,103	0,000	0,009	0,000	0,111
1	"ЮФаС"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1	"Челныводоканал"(L)	0,111	0,155	0,066	0,000	0,333
1	АТС-4000 (L)	0,228	0,276	0,011	0,000	0,514
1	Ав.цетр.КамаЗ(L)	0,552	0,221	0,078	0,000	0,852
1	База ОМТО"ЧВК"(L)	0,100	0,000	0,003	0,000	0,104
1	ЗАО ИнГА(L)	0,025	0,072	0,023	0,000	0,120
1	ЗРТО(L)	0,343	0,397	0,005	0,000	0,745
1	ИП Бадгутдинов(L)	0,057	0,000	0,003	0,000	0,060
1	ИП Зиятдинов (L)	0,095	0,000	0,000	0,000	0,095
1	ИП Колитенков(L)	0,135	0,559	0,032	0,000	0,726
1	ИП Саттаров (L)	0,035	0,000	0,001	0,000	0,036
1	ИП Тазов(L)	0,037	0,000	0,001	0,000	0,038
1	ИП Гайнутдинов(L)	0,058	0,000	0,000	0,000	0,058
1	ККТ(L)	0,177	0,000	0,010	0,000	0,187
1	Камаз.общ.пит (L)	0,527	0,558	0,018	0,000	1,103
1	МУП Горсвет(L)	0,184	0,000	0,004	0,000	0,188
1	НЧТК (L)	0,244	0,000	0,007	0,000	0,251
1	ООО "РТД" "Камтент"(L)	0,078	0,107	0,009	0,000	0,194
1	ООО"Сплав"(L)	0,172	0,000	0,024	0,000	0,195
1	ПАД Мех.корпус(L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1	ПЖДТ-Сервис (L)	0,428	0,572	0,000	0,000	1,000
1	"Кама-Общепит"(L)	0,051	0,496	0,000	0,000	0,547
1	РИАТ (L)	0,544	0,118	0,028	0,000	0,689
1	Ремдизель(L)	0,489	0,773	0,000	0,000	1,262
1	СЗЕи ТБ(L)	0,463	3,643	0,104	0,000	4,210
1	ТПС-50 (УМИСТ) (L)	0,047	0,000	0,001	0,000	0,047

1	Торг.база "Татпотребсоюз"(L)	0,196	0,589	0,049	0,000	0,833
1	УЖДВТ(L)	0,022	0,000	0,000	0,000	0,022
1	Фабрик.загот. (L)	0,201	1,241	0,198	0,000	1,641
1	Челнылифт (L)	0,188	0,000	0,009	0,000	0,198
1	ООО "Химпродукт" (L)	0,000	0,000	0,000	0,290	0,290
	ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО»:					
1	ПАО "КАМАЗ" (пар) (L)	0,000	0,000	0,000	15,478	15,478
1	ПАО "КАМАЗ" (L) (деминерализованная вода)	0,000	0,000	0,000	1,667	1,667
1	ПАО "КАМАЗ" (L) (отопление и вентиляция)	99,108	119,419	0,000	0,000	218,526
1	ООО "КАМАЗ-Энерго"(L)	1,130	1,134	0,000	0,000	2,263
1	ООО "ЧВК"(L)	10,766	1,116	0,000	0,000	11,882
1	АО "ТФК "КАМАЗ"(L)	0,774	0,496	0,000	0,000	1,270
1	ООО "РАСКАМ"(L)	0,096	0,000	0,000	0,000	0,096
1	ООО "Техпромаш"(L)	0,109	0,000	0,000	0,000	0,109
1	ООО "ЗМД"(L)	0,090	0,000	0,000	0,000	0,090
1	НП "КАМАЗ - АС" (L)	0,553	1,138	0,000	0,000	1,691
1	ООО "КАМАЗжилбыт" (L)	0,100	0,000	0,000	0,000	0,100
1	ФГУП "Охрана" Росгвардии (L)	0,365	0,000	0,000	0,000	0,365
1	ООО "КАМЭР" (L)	0,318	0,578	0,000	0,000	0,896
1	ИП Сорокина Г.Р. (L)	0,040	0,000	0,000	0,000	0,040
1	ООО "Автомастер" (L)	0,351	0,000	0,000	0,000	0,351
1	ООО "Декор" (L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1	АО "КИП "Мастер"(L)	8,313	2,596	0,000	0,000	10,909
1	ИП Бадриев М.С. (L)	0,030	0,012	0,000	0,000	0,042
1	ООО "АвтоЗапчасть КАМАЗ" (L)	2,150	4,788	0,000	0,000	6,938
1	ПК "Электро" (L)	0,019	0,000	0,000	0,000	0,019
1	ООО "УКиПТО" (L)	0,121	0,000	0,000	0,000	0,121
1	ООО "КНОРР" (L)	0,294	1,418	0,000	0,000	1,712
1	Управление МВД России по городу Н.Челны (L)	0,121	0,000	0,000	0,000	0,121
1	ООО "Группа Бринэкс" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ООО "Федерал-Могоул Набережные Челны" (L)	0,941	0,142	0,000	0,000	1,082
1	ООО "ПЖДТ-Сервис"(L)	0,017	0,000	0,000	0,000	0,017
1	ООО "ЦФ КАМА" (L)	0,499	2,456	0,000	0,000	2,955
1	ООО "Бетонный завод"(L)	0,077	0,000	0,000	0,000	0,077
1	ООО "ТПК "Алтиком"(L)	0,138	0,044	0,000	0,000	0,182
1	ИП Ситдиков Р.Ш. (L)	0,017	0,000	0,000	0,000	0,017
1	МУП "Электротранспорт"	0,314	0,000	0,000	0,000	0,314

	(L)					
1	ООО "ПСЛ" (L)	0,266	0,032	0,000	0,000	0,299
1	ООО ПК "Вега-М"(L)	0,088	0,000	0,000	0,000	0,088
1	ООО "Колвент" (L)	0,081	0,000	0,000	0,000	0,081
1	ООО ПКФ ТД "КЗТ" (L)	0,310	0,000	0,000	0,000	0,310
1	ИП Захарова В.М. (L)	0,047	0,000	0,000	0,000	0,047
1	ООО "УК "Маяк-Центр-НЧ" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ЗАО "Форд Мотор Компани" (L)	0,000	0,000	0,000	0,018	0,018
1	ООО "КАМАТЕК"(L)	0,004	0,574	0,000	0,000	0,578
1	ООО "ЭКО-СИЛА-НЧ" (L)	0,012	0,000	0,000	0,000	0,012
	ТСЗВ					
1	ООО "УК "ТРИО ГРУПП" (L)	0,170	0,000	0,000	0,000	0,170
1	ООО "Детали машин" (L)	0,072	0,000	0,000	0,000	0,072
1	ООО "Группа компаний "Союз-Регион"(L)	0,180	0,000	0,000	0,000	0,180
1	ООО "УК "Индустриальный парк ЛУКАЗ" (L)	0,634	0,000	0,000	0,000	0,634
1	АО "ЧЕЛНЫ-МОНТАЖ- АВТОМАТИКА" (L)	0,092	0,000	0,000	0,000	0,092
1	ИП Журавлева О.Е. (L)	0,120	0,000	0,000	0,000	0,120
1	ИП Галимов И.М. (L)	0,032	0,000	0,000	0,000	0,032
1	ООО "Автоцветлит" (L)	0,113	0,041	0,000	0,000	0,153
1	ИП Пинягин М.В. (L)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,003
1	ОАО "ТАТЭЛЕКТРОМОНТАЖ" ЗЭМИ (L)	0,426	0,000	0,000	0,000	0,426
1	ООО "ФИТИНГ-П" (L)	0,067	0,000	0,000	0,000	0,067
1	ООО "Гранд"(L)	0,163	0,000	0,000	0,000	0,163
1	ИП Нуржанов М.К. (L)	0,030	0,000	0,000	0,000	0,030
1	ООО ТД "Кама-Трейд Татарстан" (L)	0,044	0,013	0,000	0,000	0,057
1	ИП Бушуева Н.В. (L)	0,111	0,000	0,000	0,000	0,111
1	ООО "Литдеталь-99" (L)	0,108	0,000	0,000	0,000	0,108
1	ООО "САПФИР" (L)	0,020	0,000	0,000	0,000	0,020
1	АО "Камснаб" (L)	2,100	0,000	0,000	0,000	2,100
1	ООО "Автомагистраль- Инвест" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ФЛ Гунько Е.Н. (L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1	ИП Шайхразиев С.С. (L)	0,064	0,012	0,000	0,000	0,076
1	ООО "СпецТех-Сервис" (L)	0,007	0,000	0,000	0,000	0,007
1	ФЛ Чижов Э.Л. (L)	0,021	0,000	0,000	0,000	0,021
1	ИП Санин П.В. (L)	0,025	0,011	0,000	0,000	0,036

1	ООО ПКФ "КамаФлекс"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1	ООО "РегионСтальСтрой" (L)	0,044	0,000	0,000	0,000	0,044
1	ООО "СельМашЗапчасть"(L)	0,146	0,000	0,000	0,000	0,146
1	ООО "Челныпромагрегат" (L)	0,069	0,000	0,000	0,000	0,069
1	ООО "Камский моторный завод" (L)	0,346	0,056	0,000	0,000	0,402
1	ООО "Камский завод металлоконструкций" (L)	0,367	0,000	0,000	0,000	0,367
1	МАУ "СШ "Строитель" (L)	1,263	0,055	0,152	0,000	1,470
1	ООО "РА Мицар" (L)	0,098	0,000	0,000	0,000	0,098
	Итого (L):					316,408
	ВСЕГО:					1048,399

Табл. 5.5 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам юго-западной части города, Гкал/ч.

Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вент-ция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Фиалиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» + Котельный цех БСИ						
1+2	Комплекс 1 (К+М)	4,949	0,042	4,272	2,004	6,994
1+2	Комплекс 2 (К+М)	4,592	0,139	2,685	1,342	6,074
1+2	Комплекс 3 (К+М)	10,505	0,000	8,608	4,292	14,797
1+2	Комплекс 4 (К+М)	8,086	0,719	6,414	3,207	12,012
1+2	Комплекс 5 (К+М)	4,275	0,389	3,403	1,701	6,365
1+2	Комплекс 6 (К+М)	4,138	0,460	4,550	2,275	6,873
1+2	Комплекс 7 (К+М)	4,225	0,242	3,786	1,893	6,360
1+2	Коттеджи 27 микрорайона (К+М)	0,307	0,000	0,027	0,014	0,321
1+2	Комплекс 8 (К+М)	7,307	0,303	4,949	2,474	10,084
1+2	Комплекс 9 (К+М)	7,597	0,120	4,491	2,244	9,962
1+2	Частный сектор 9 комплекса (К+М)	0,164	0,000	0,005	0,002	0,166
1+2	Комплекс 10 (К+М)	16,106	0,419	13,214	6,612	23,138
1+2	Центральная (К+М)	1,080	0,160	0,239	0,114	1,353
1+2	Сидоровка (К+М)	19,764	0,544	14,525	7,215	27,523
1+2	п.Замелекесье 22 микр. (К+М)	1,476	0,029	1,665	0,752	2,257
1+2	п.Замелекесье 21 микр. (К+М)	9,546	0,672	10,320	4,695	14,913
1+2	п.Замелекесье 20 микр. (К+М)	3,085	0,058	3,182	1,343	4,487
1+2	Комплекс 14 (К+М)	5,956	0,044	6,351	2,953	8,953
1+2	Комплекс 15 (К+М)	8,358	0,024	7,458	3,383	11,765
1+2	Комплекс 16 (К+М)	2,126	0,000	1,986	0,903	3,029
1+2	Комплекс 17 (К+М)	12,378	1,621	10,750	4,890	18,889
1+2	Комплекс 17а (К+М)	11,941	0,662	12,057	5,452	18,056
1+2	Комплекс 18 (К+М)	17,018	0,044	13,999	6,367	23,429

1+2	Комплекс 19 (К+М)	8,685	0,378	9,076	4,130	13,192
1+2	Квартал 6-11 (К+М)	1,172	0,000	0,982	0,446	1,618
1+2	Квартал 26 (К+М)	0,754	0,000	0,588	0,245	0,999
1+2	Квартал 27 (К+М)	0,873	0,509	0,715	0,328	1,710
1+2	Квартал 28 (К+М)	6,086	0,179	1,059	0,481	6,746
	Итого (К+М):					262,063
Промышленность						
(L)Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вент-ция	ГВС сред	Тех-гия	Всего
1+2	ЗАО "Расстал" (L)	0,326	3,409	0,000	0,000	3,735
1+2	ЗАО"Татпроф"(L)	0,410	1,412	0,000	0,000	1,821
1+2	ИП Заляев (L)	0,129	0,000	0,000	0,000	0,129
1+2	ИП Зарипов (L)	0,211	0,000	0,000	0,000	0,211
1+2	НЧ Машиностроительный завод (L)	0,134	0,000	0,000	0,000	0,134
1+2	ОАО"Волгомост"(L)	0,064	0,000	0,000	0,000	0,064
1+2	ОАО"Камснаб"(L)	0,152	0,000	0,013	0,000	0,166
1+2	ОАОКамдорстрой(L)	2,122	0,431	0,000	0,000	2,553
1+2	ООО ПФТехнострой-сервис(L)	0,103	0,000	0,000	0,000	0,103
1+2	ООО "Профтермо"(L)	0,116	0,000	0,000	0,000	0,116
1+2	ООО"АкБарс Метал"(L)	0,896	1,380	0,000	0,000	2,276
1+2	ООО"Анвал"(L)	0,147	0,000	0,000	0,000	0,147
1+2	ООО"Апшерон"(L)	0,156	0,000	0,000	0,000	0,156
1+2	ООО"Гефест"(L)	0,704	0,598	0,000	0,000	1,302
1+2	ООО"ДиЕВ"(L)	0,671	0,546	0,000	0,000	1,217
1+2	ООО"Дизайн-Д"(L)	0,153	0,000	0,000	0,000	0,153
1+2	ООО"Диметр" (L)	0,415	0,124	0,000	0,000	0,540
1+2	ООО"Домкориндустрия"(L)	2,321	1,802	0,000	6,000	10,122
1+2	ООО"КамГЭСавто"(L)	0,356	0,000	0,000	3,000	0,356
1+2	ООО"Компас"(L)	0,065	0,000	0,000	0,000	0,065
1+2	ООО"Крановый завод"(L)	0,207	0,000	0,000	0,000	0,207
1+2	ООО"Никоил"(L)	0,234	0,000	0,000	0,000	0,234
1+2	ООО"Олеокам"(L)	0,022	0,000	0,003	0,000	0,026
1+2	ООО"Отделстрой-К"(L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1+2	ООО"СТ-КАМ"(L)	0,105	0,095	0,000	0,000	0,200
1+2	ООО"Сатурн-электро"(L)	0,424	0,000	0,000	0,000	0,424
1+2	ООО"Сельстроевиц"(L)	0,087	0,000	0,000	0,000	0,087
1+2	ОООРосло(L)	0,233	0,000	0,000	0,000	0,233
1+2	ОООРостар(L)	0,332	0,483	0,034	0,000	0,848
1+2	ОООТДК-Актив(L)	0,214	0,000	0,079	0,000	1,117
1+2	ЧП Сергеева(L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1+2	ЧП Гаралев(L)	0,039	0,000	0,000	0,000	0,039
1+2	ФЛ Домничев С.В. (L)	0,049	0,000	0,000	0,000	0,049
1+2	ФГУ"Камводпуть"Узел связи	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035

1+2	Трест №7(L)	0,128	0,000	0,037	0,000	0,165
1+2	ТД"Агат"(L)	0,181	0,046	0,000	0,000	0,227
1+2	РГУ Безопасность дорожного движения(L)	0,178	0,000	0,078	0,000	0,256
1+2	ПК Нижнекамскгэсстрой(L)	0,147	0,000	0,000	0,000	0,147
1+2	ОООПЭС(L)	0,669	0,000	0,040	0,000	0,708
1+2	ООО"Челнинский арматурный завод(L)	0,385	0,883	0,100	0,000	1,368
1+2	ООО"Тон"(L)	0,029	0,000	0,000	0,000	0,029
1+2	ООО"Слакон"(L)	0,005	0,000	0,000	0,000	0,005
1+2	ООО"Прокатный завод"(L)	0,318	0,000	0,000	0,000	0,318
1+2	ООО"Пламя"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1+2	ООО"Металлист Плюс"(L)	0,191	0,000	0,000	0,000	0,191
1+2	ООО"Майголь"(L)	0,163	0,000	0,000	0,000	0,163
1+2	ООО"Камгэсфундаментстрой"(L)	0,057	0,000	0,000	0,000	0,057
1+2	ООО"Железнодорожник"(L)	0,125	0,000	0,000	0,000	0,125
1+2	ООО"Волго-СГЭМ"(L)	0,246	0,000	0,000	0,000	0,246
1+2	ООО"Автотехсервис"(L)	0,388	0,631	0,000	0,000	1,019
1+2	ООО"АРЗ"(L)	0,259	0,000	0,000	0,000	0,259
1+2	ООО ТЭК "Камснаб-авто"(L)	0,068	0,000	0,000	0,000	0,068
1+2	ООО ПКФИнстромет(L)	0,154	0,000	0,000	0,000	0,154
1+2	ООО НПО"Полимер"(L)	0,527	0,000	0,040	0,000	0,567
1+2	ООО Дизельсервис(L)	0,140	0,000	0,000	0,000	0,140
1+2	ООО "УПТК СГМ"(L)	0,291	0,000	0,000	0,000	0,291
1+2	ОАО"Нижнекамская ГЭС"(L)	1,216	3,376	0,312	0,000	4,903
1+2	ОАО"Камснаб"(L)	0,054	0,000	0,000	0,000	0,054
1+2	ОАО НЧТК СТС(L)	0,157	0,033	0,055	0,000	0,245
1+2	ОАО КамГЭС РБЗ(L)	0,285	0,000	0,000	0,000	0,285
1+2	НкРГСис"Камводпуть"(L)	0,493	0,000	0,099	0,000	0,592
1+2	НГДУТатритекнефть(L)	0,173	0,000	0,000	0,000	0,173
1+2	ИП Сабиров(L)	0,024	0,000	0,000	0,000	0,024
1+2	ИП Акмоллов(L)	0,054	0,000	0,000	0,000	0,054
1+2	ГСК"Металлург"(L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1+2	ООО «Иниш» (L)	0,000	0,000	0,000	0,858	0,858
	Итого (L):					37,81
	ВСЕГО:					299,873

Суммарная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ совместно с Котельным цехом БСИ составляет 1348,272 Гкал/час.

Необходимо отметить, что в 2020 году заканчивается Муниципальная программа перевода потребителей системы горячего водоснабжения с «открытой схемы» на «закрытую схему»

водоразбора, и в актуализированной Схеме теплоснабжения г. Набережные Челны основные расчеты выполнены для уже закрытой схемы горячего водоснабжения.

В Табл. 5.6 представлены данные по расчетным тепловым нагрузкам потребителей тепловой энергии за ретроспективный период.

Табл. 5.6 Расчетные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в горячей воде за ретроспективный период Набережночелнинской ТЭЦ

	2015	2016	2017	2018	2019
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/час	2762,3	2787,1	2811,9	2746,2	2798,8
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (Гкал/ч), в т.ч.	1299,2	1161,3	1185,2	1190,2	1343,489
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, Гкал/час	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17
отопление и вентиляция, Гкал/час	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13
горячее водоснабжение, Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Население (Гкал/час), в т.ч.	898,7	796,5	835,9	865,7	991,390
отопление и вентиляция, Гкал/час	629	660,3	693,6	716,6	735,696
горячее водоснабжение, Гкал/час	269,7	136,2	142,2	149,1	255,694
Пром потребители (Гкал/час), в т.ч.	381,4	345,6	330,1	305,3	311,695
отопление и вентиляция, Гкал/час	379,8	344,1	328,6	303,7	310,170
горячее водоснабжение, Гкал/час	1,555	1,555	1,555	1,587	1,383

4.5. Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

В Табл. 5.7 представлены присоединенные фактические нагрузки в элементах территориального деления зоны действия ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 5.7 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч.

Индекс J	Наименование узла	Отопление	Вент-ция	ГВС сред	ГВС макс	Всего, со сред. ГВС
3	ЗАО "Энерготехника"	0,591	0,153	0,105	0,252	0,85
3	Казначейство	0,3	0,12	0,05	0,12	0,47
3	ООО "Марафон"	0,16	0	0	0	0,16
3	жилой дом	0,283	0	0,039	0,07	0,32
3	жилой дом с админ. помещениями	0,283	0	0,039	0,07	0,32
3	жилой дом с админ. помещениями	0,283	0	0,039	0,07	0,32
3	Дет.стом.полик№1	0,14	0,38	0,192	0,46	0,71
3	ДЮСШ "Витязь"	0,53	0,834	0,238	0,572	1,60

3	Строительный колледж	0,42	0,049	0	0	0,47
3	ЦСА Перекресток	0,125	0	0,058	0,14	0,18
3	ИП Башмаков	0,06	0	0	0	0,06
3	ООО Реал	0,07	0	0	0	0,07
3	ООО Камэнерготехпром	0,093	0,06	0,033	0,08	0,19
	Итого:	3,39	1,60	0,79	1,83	5,777

Суммарная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет – 5,777 Гкал/час.

4.6. Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки.

Средневзвешенная расчетная плотность тепловой нагрузки потребителей в зоне действия Набережночелнинской ТЭЦ составляет – 0,1889 Гкал/ч/Га.

Средневзвешенная расчетная плотность тепловой нагрузки потребителей в зоне действия котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет – 0,0869 Гкал/ч/Га.

4.7. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

В соответствии с приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства РТ от 21.08.2012 г. № 132 утверждены следующие нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению многоквартирных и жилых домов с централизованными системами теплоснабжения, определяемые расчетным методом.

Табл. 5.8 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованной системой теплоснабжения

Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)	
		Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков
		Многоквартирные дома до 1999 года постройки включительно	
Этажность			
Город Набережные Челны	1-4	0,02668	0,02668
	5-9	0,02315	0,02315
	10-11	0,02223	0,02223
	12	0,02199	0,02199
	14	0,02260	0,02260
	15	-	-
	16 и более	0,02351	0,02351

Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)	
		Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков
	Этажность	Многоквартирные дома до 1999 года постройки включительно	
		Многоквартирные дома после 1999 года постройки	
Город Набережные Челны	1	0,01882	0,01882
	2	0,01584	0,01584
	3	0,01559	0,01559
	4-5	0,01346	0,01346
	6-7	0,01255	0,01255
	8-9	0,01194	0,01194
	10-11	0,01133	0,01133
	12 и более	0,01103	0,01103

Табл. 5.9 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды в многоквартирных домах с централизованными системами теплоснабжения

Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)	
		Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков
	Этажность	Многоквартирные дома до 1999 года постройки включительно	
		Многоквартирные дома после 1999 года постройки	
Город Набережные Челны	1-4	0,02668	0,02668
	5-9	0,02315	0,02315
	10-11	0,02223	0,02223
	12	0,02199	0,02199
	14	0,02260	0,02260
	15	-	-
	16 и более	0,02351	0,02351
Город Набережные Челны	1	0,01882	0,01882
	2	0,01584	0,01584
	3	0,01559	0,01559
	4-5	0,01346	0,01346
	6-7	0,01255	0,01255
	8-9	0,01194	0,01194
	10-11	0,01133	0,01133
	12 и более	0,01103	0,01103

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях утверждены Приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства РТ от 21.08.2012 г. № 131 «Об утверждении

нормативов потребления коммунальных услуг по холодному, горячему водоснабжению и водоотведению в многоквартирных жилых домах для муниципальных районов (городов) РТ».

Табл. 5.10 Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в многоквартирных и жилых домах, куб. м на 1 человека, в месяц

№ п/п	Вид благоустройства жилого помещения (комнаты)	Норматив потребления
1.	В жилых домах квартирного типа с водопроводом, с центральной или местной (выгреб) канализацией и централизованным горячим водоснабжением	
1.1.	оборудованные умывальниками и мойками	-
1.2.	оборудованные умывальниками, мойками и душами	-
1.3.	с сидячими ваннами, оборудованными душами	-
1.4.	с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душами	3,55
1.5.	высотой свыше 12 этажей с централизованными ГВС и повышенными требованиями к их благоустройству	3,72
2.	в общежитиях	
2.1.	С общими душевыми	1,51
2.2.	с душами при всех жилых комнатах	-
2.3.	С общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	2,42

Табл. 5.11 Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению на общедомовые нужды

Количество этажей	Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды
1-5	0,003
6-9	0,005
10 и выше	0,007

4.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

При анализе договорных нагрузок базового периода и максимально достигнутых нагрузок в период минимальных температур было выявлено, что фактические тепловые нагрузки существенно ниже договорных. Фактические тепловые нагрузки, определяемые по приборам учета приведенные к расчетной температуре наружного воздуха, на 40,4% ниже договорных

нагрузок (более подробно см. Главу 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»).

6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.

6.1. Описание величины потребления тепловой энергии от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Балансы установленных и располагаемых мощностей, подключенных нагрузок и имеющихся резервов представлены в таблицах ниже.

Табл. 6.1 Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

Показатель	Значение показателя (Гкал) по месяцам											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль.	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Всего:	733689	598120	527829	341661	150212	118263	115046	125161	161957	323766	561753	639689
внешних потребителей всего, в том числе:	105726	91666	90164	54610	40808	45244	59215	40450	49924	57975	89814	99789
-в паре производственных параметров пара всего, в том числе:	627776	505997	437440	285797	108663	72860	55831	84711	112031	265791	471939	539900
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин	187	457	225	1254	741	159	0	0	2	0	0	0
- в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	675443	550005	475747	306851	129559	96263	93251	98124	139398	299145	509615	581310
- в "остром" паре	664707	539041	468280	302759	128102	95279	92438	97318	137781	295179	501708	575217
- в горячей воде, в том числе:	13380	12571	12775	12365	11041	9802	8477	8984	9880	13172	13460	12225
- в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров												
от встроенных пучков конденсаторов												
от пиковых бойлеров	662063	537434	462972	294486	118518	86461	84774	89140	129518	285973	496155	569085
от пиковой водогрейной котельной	651327	526470	455505	290394	117061	85477	83961	88334	127901	282007	488248	562992
потребителей собственных нужд всего, в том числе:												
в паре производственных отборов (противодавления)												
в редуцированном паре	2936	4513	1133	0	0	0	0	0	0	0	1877	0

Показатель	Значение показателя (Гкал) по месяцам											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль.	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
в "остром" паре	7800	6451	6334	4092	1457	984	813	806	1617	3966	6030	6093
в горячей воде, в том числе:	58246	48115	52082	34810	20653	22000	21795	27037	22559	24621	52138	58379
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	92346	79095	77389	42245	29767	35442	50738	31466	40044	44803	76354	87564
в паре теплофикационных показателей на деаэрацию, в том числе:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
от встроенных пучков конденсаторов												
от пиковых бойлеров	5550,26	4394,98	3180,78	1653,99	386,933	207,063	197,243	260,34	578,851	1341,7	3658,2	4387,7
от пиковой водогрейной котельной												
внешних потребителей всего, в том числе:												
-в паре производственных параметров пара всего, в том числе:												
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин												
- в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)												

Для определения достигнутого максимума тепловой нагрузки на коллекторах, приведенного к расчетной температуре н.в. (-32 °С), был построен график тепловой нагрузки НчТЭЦ в зависимости от температуры наружного воздуха. Исходными данными для построения графика были значения достигнутых максимумов тепловой нагрузки на коллекторах НчТЭЦ и значения температуры наружного воздуха при котором был достигнут максимум. С помощью полученного графика по линии тренда было определено значение максимальной тепловой нагрузки на коллекторах, приведенного к расчетной температуре наружного воздуха -32 °С, которое составило 1624,6 Гкал/час.

Рис. 6.1 Достигнутый максимум подключенной нагрузки внешних потребителей к Набережночелнинской ТЭЦ

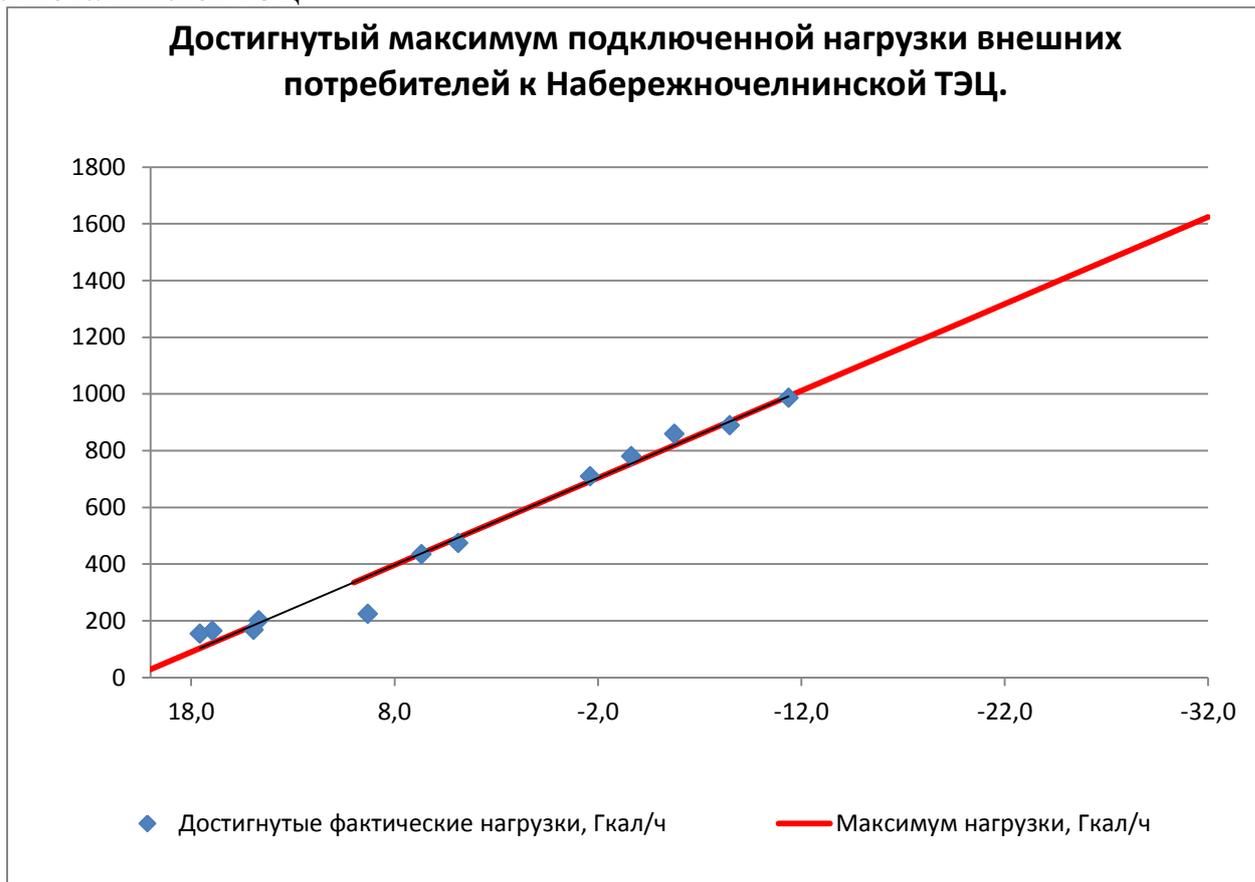


Табл. 6.2 Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2019
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	4092
отборы паровых турбин, в т.ч.	2052
производственные	356
отопительные	1696
РОУ	1358,2

Наименование показателя	2019
ПВК	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4092
Затраты тепла на собственные и хозяйственные нужды станции в горячей воде	1,082
Затраты тепла на собственные и хозяйственные нужды станции в паре	48,3
Потери в тепловых сетях в горячей воде	111,2
Потери в паропроводах	2,014
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	2779,8
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	19,174
отопление и вентиляция	19,127
горячее водоснабжение	0,047
Население	2080,8
отопление и вентиляция	1195,2
горячее водоснабжение	885,6
Пром потребители	679,8
отопление и вентиляция	675,6
горячее водоснабжение	4,257
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1322,1
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	19,17
отопление и вентиляция	19,127
горячее водоснабжение	0,047
Население	991,4
отопление и вентиляция	735,7
горячее водоснабжение	255,7
Пром потребители	311,6
отопление и вентиляция	310,2
горячее водоснабжение	1,383
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	31,8
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	17,4
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	1168,2
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	2638,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3862,6
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	763,54

Табл. 6.3. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2019
Установленная тепловая мощность	590,0
Располагаемая тепловая мощность	590,0
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды в горячей воде	3,209
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды в паре	1,931
Потери в тепловых сетях	1,543
Потери в паропроводах	1,067
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	34,893
отопление и вентиляция	34,544
горячее водоснабжение	0,349
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	21,372
отопление и вентиляция	21,276
горячее водоснабжение	0,096
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	12,667
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	3,858
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	534,7
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	557,0

В 2019 году вся нагрузка Котельного цеха БСИ в горячей воде переведена на Набережночелнинскую ТЭЦ, т.е. отпуск тепловой энергии в виде горячей воды от Котельного цеха БСИ не осуществлялся. При этом только во время проведения гидравлических испытаний трубопроводов на плотность и прочность, Котельный цех БСИ нес нагрузку в горячей воде с использованием паровых котлов с выдачей мощности через ПСВ-315-14/23.

Табл. 6.4. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
-------------------------	------	------	------	------	------

Установленная тепловая мощность	46,6	46,6	46,6	46,6	46.6
Располагаемая тепловая мощность	40	40	40	40	40
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды	3,273	3,273	3,273	3,273	3.273
Потери в тепловых сетях	0,98	0,98	0,98	0,98	0.98
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	6,939	6,334	6,334	6,334	6.334
отопление и вентиляция	5,035	4,985	4,985	4,985	4.985
горячее водоснабжение	1,904	1,349	1,349	1,371	1.371
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	5,987	5,778	5,778	5,702	5.777
отопление и вентиляция	5,035	4,985	4,985	4,985	4.99
горячее водоснабжение	0,952	0,793	0,793	0,793	0.79
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	16,400	16,400	16,400	16,400	16.4
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	16,400	16,400	16,400	16,400	16.4
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	12,408	13,013	13,013	12,845	12.845
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	13,360	13,569	13,569	13,645	13.645

6.2. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя. Резервы и дефициты пропускной способности тепловых сетей при передаче тепловой энергии от источника к потребителю.

Существующие гидравлические режимы были смоделированы в электронной модели системы теплоснабжения.

Согласно данным, представленным выше, в зоне деятельности АО «Татэнерго» тепловые нагрузки потребителей города переведены на Набережночелнинскую ТЭЦ. Также следует отметить, что филиал АО «Татэнерго» - котельный цех БСИ работает в пиковом режиме по отношению к филиалу АО «Татэнерго» - Набережночелнинской ТЭЦ и «включается в работу» при проведении ремонтных работ и испытаниях тепловых сетей, а так же обеспечивает тепловой энергией в виде пара потребителей пром. площадки БСИ.

Результаты существующих гидравлических режимов работы тепломагистралей на расчетную температуру представлены ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час 1196,681 Гкал/ч

Расход тепла на систему отопления	700,959 Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	102,816 Гкал/ч
Расход тепла на открытые системы ГВС	0,809 Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	256,976 Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0,092 Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	18,907 Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	57,982 Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	31,2687 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16,387 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8,017 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2,466 Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20009,102 т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	19646,381 т/ч
Суммарный расход на подпитку	362,721 т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13600,225 т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1739,8 т/ч
Суммарный расход воды на систему ГВС (открытая схема)	8,096 т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	436,306 т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4078,804 т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	153,667 т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153,238 т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	47,720 т/ч
Давление в подающем трубопроводе	153,6 м
Давление в обратном трубопроводе	20 м
Располагаемый напор	133,6 м
Температура в подающем трубопроводе	114 °С
Температура в обратном трубопроводе	55,1 °С

Пьезометрические графики до наиболее удаленных потребителей различных районов г. Набережные Челны представлены ниже.

Рис. 6.2 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до ТД «Восток»

Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ТД"Восток"»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	НО-3	УП	НО-18	НО-35	ПНС-ЗЯБ РК-1	ТД"Восток"
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	94.4	88	85.52	83.4	95	84
Полный напор в обр. тр-де, м	152	169.1	180.4	191.6	141	149.7	165.4	172.3	189.6	142.1	146
Располагаемый напор, м	133.595	108.519	88.89	69.467	112.833	97.588	65.502	51.543	16.29	43.941	36.22
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	47.3	20	89.7	39.2	1	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.425	0.391	0.358	0.358	0.404	0.171	0.75	0.328	0.002	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.58	0.535	0.49	0.491	0.389	0.165	0.724	0.317	0.002	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.716	1.89	1.889	1.889	1.888	2.159	2.157	2.136	2.135	1.166	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.649	-2.209	-2.21	-2.21	-2.211	-2.117	-2.119	-2.099	-2.1	-1.155	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	13.273	5.313	5.308	5.303	5.299	6.836	6.827	6.693	6.684	1.797	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.796	7.253	7.259	7.265	7.271	6.577	6.585	6.461	6.47	1.765	
Расход в под. тр-де, т/ч	20009.1	5186.07	5183.69	5181.34	5179.26	5927.31	5923.66	5865.11	5861.02	2065.87	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19646.38	-6059.84	-6062.22	-6064.57	-6067.08	-5814.01	-5817.66	-5762.5	-5766.59	-2046.88	

Рис. 6.3. Путь построения пьезометрического графика от НчТЭЦ до конечного потребителя ТД «Восток».

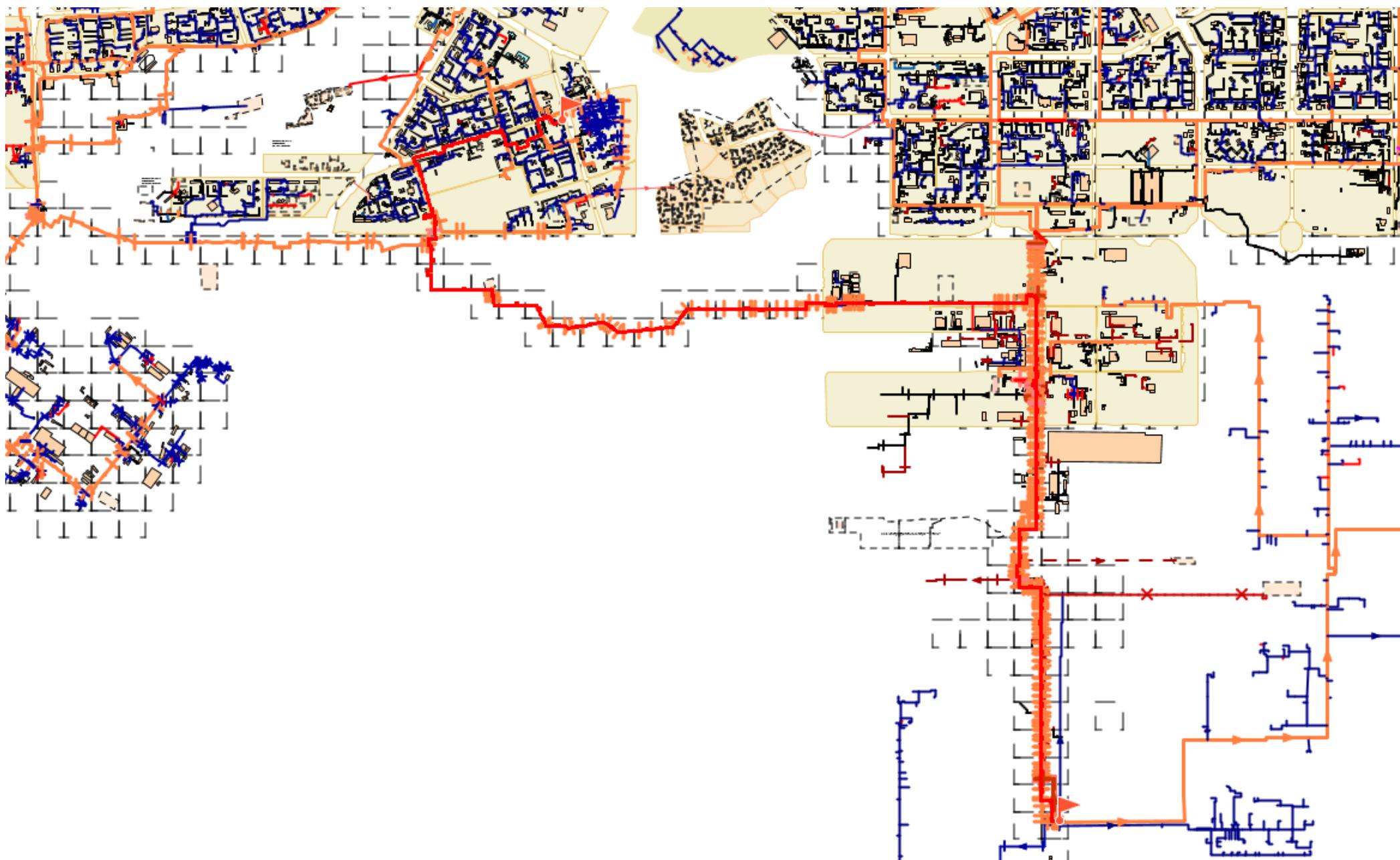
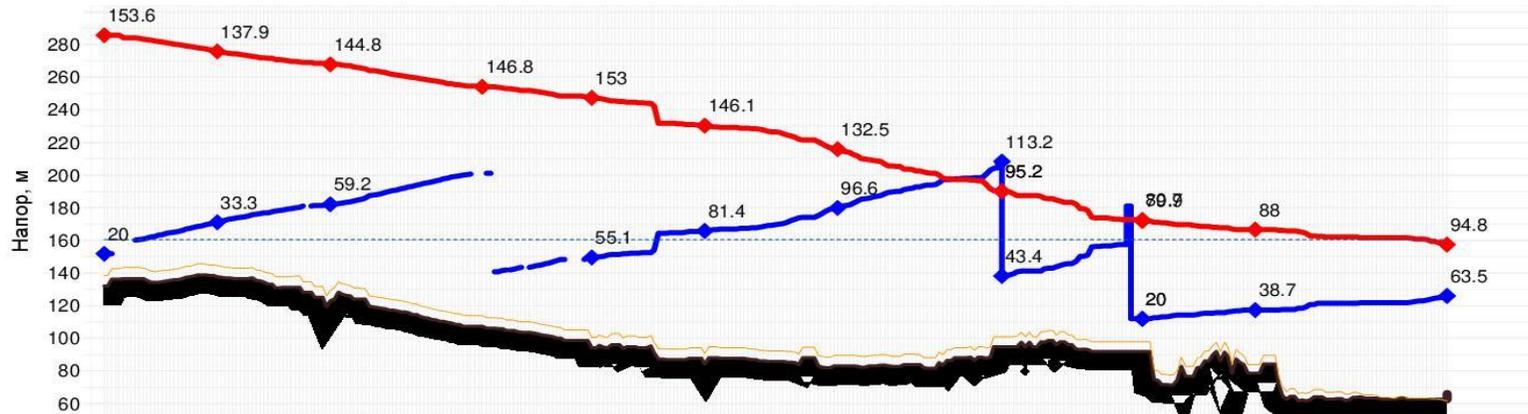


Рис. 6.4 Пьезометрический график от НчТЭЦ до «РММ»

Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «РММ»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.426	Опуск в землю	разв.	УП	разв. к ТК-19	НО-25	ПНС-9	РД-1	ТУ-4/1	РММ
Геодезическая высота, м	132	138.042	123.103	107.561	94.4	84.4	83.33	95	92	78.6	62.7
Полный напор в обр. тр-де, м	152	171.3	182.3		149.5	165.8	179.9	138.4	112	117.3	126.2
Располагаемый напор, м	133.595	104.655	85.627		97.924	64.672	35.934	51.792	59.877	49.241	31.31
Длина участка, м	0.5	64	7.5	9	20	29	130.2	14.2	8.7	46	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	0.902	0.408	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.425	0.05	0.06	0.171	0.243	1.089	0.119	0.021	0.024	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.58	0.068		0.164	0.234	1.052	0.115	0.02	0.023	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.716	1.89	1.889	1.888	2.159	2.137	2.135	2.133	1.24	0.344	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.649	-2.209	-2.21		-2.117	-2.098	-2.099	-2.102	-1.224	-0.34	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	13.273	5.312	5.307	5.299	6.836	6.697	6.689	6.676	1.934	0.416	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.796	7.254	7.26		6.577	6.458	6.465	6.478	1.885	0.406	
Расход в под. тр-де, т/ч	20009.1	5185.6	5183.3	5179.39	5927.35	5866.63	5863.3	5857.44	2765.74	156.11	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19646.38	-6060.31	-6062.61		-5813.97	-5760.98	-5764.31	-5770.17	-2730.35	-154.19	

Рис. 6.5. Путь построения пьезометрического графика от НчТЭЦ до конечного потребителя «РММ».

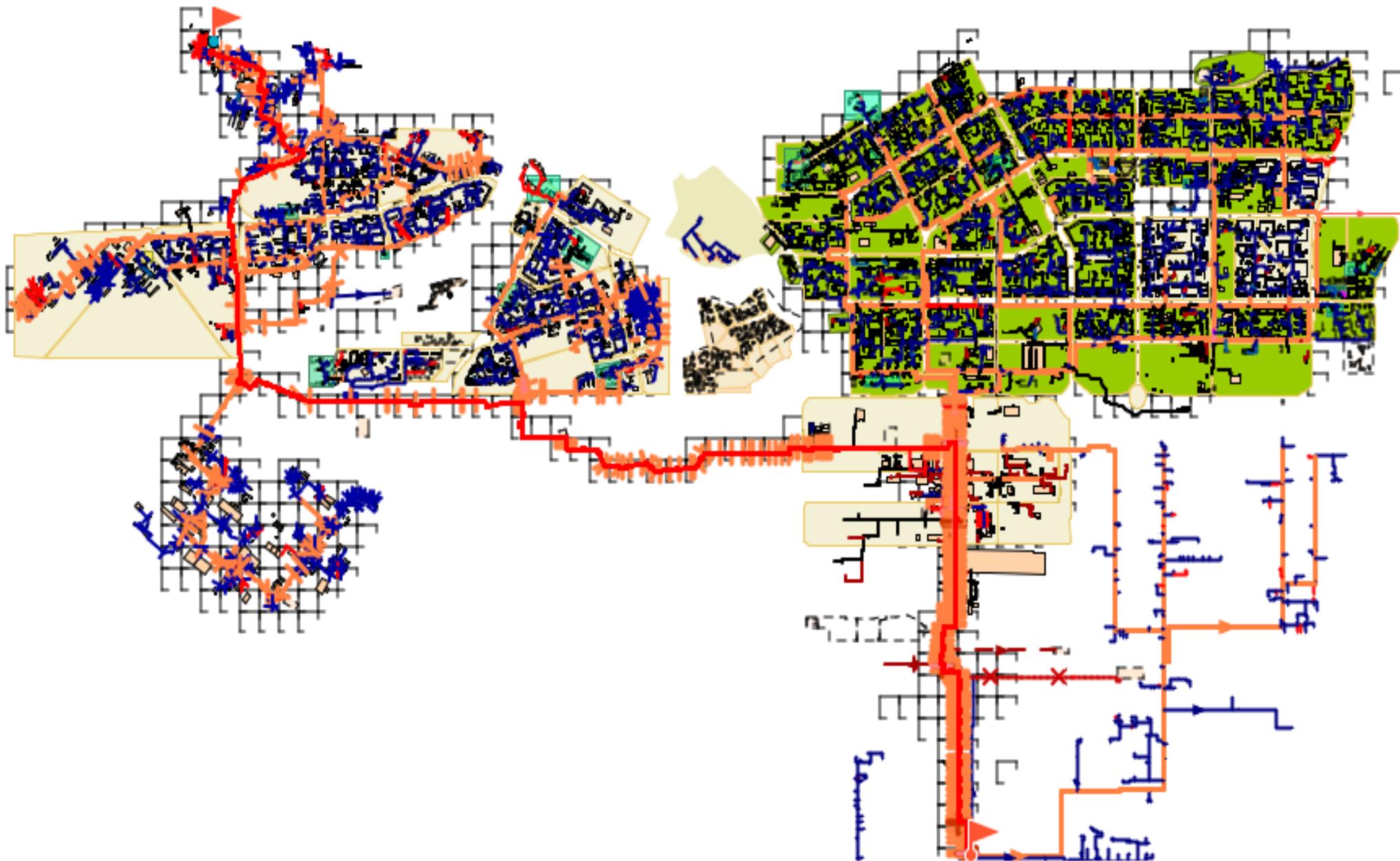
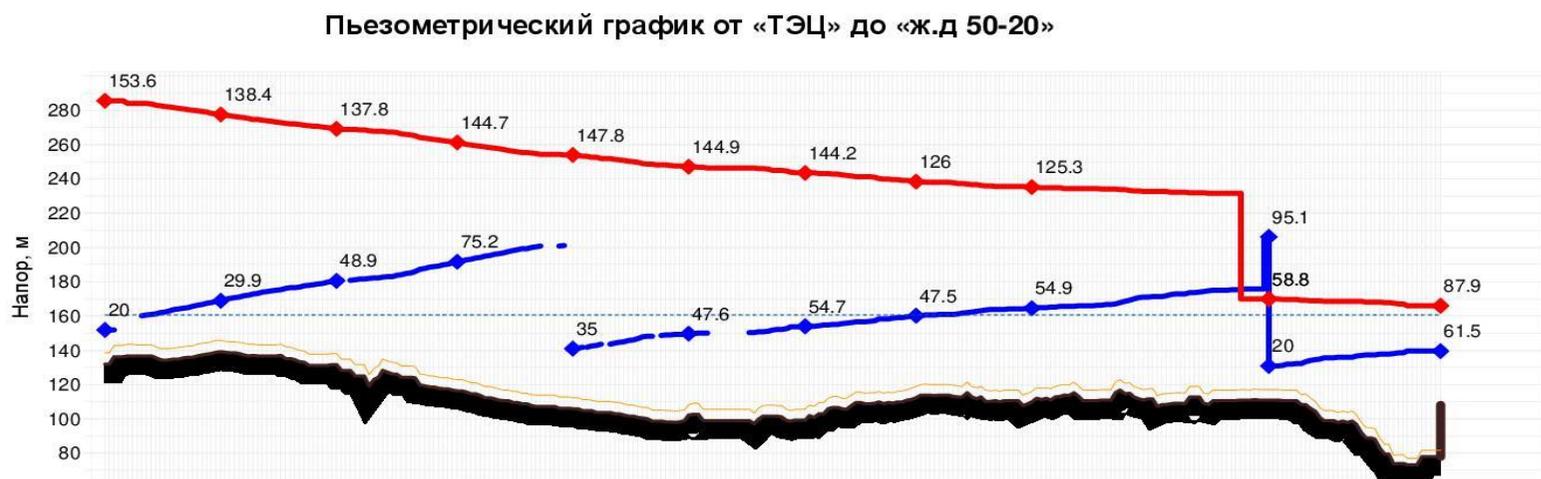
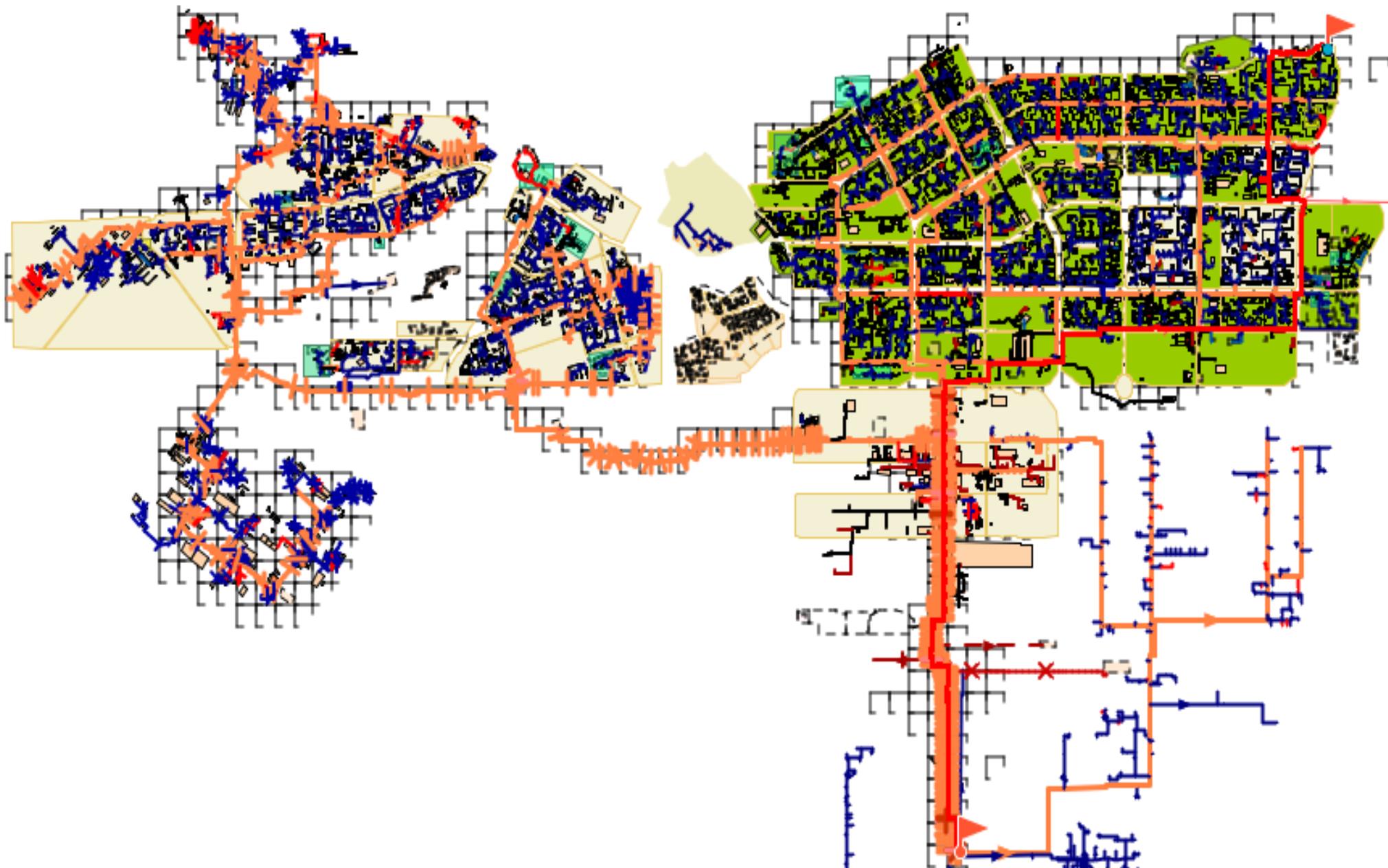


Рис. 6.6 Пьезометрический график от НчТЭЦ до «ж.д. 50-20»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	ст.730	НО-463	НО-446	НО-429	ПНС-3	ж.д 50-20
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	102.232	99.35	112.63	109.87	111.1	78.2
Полный напор в обр. тр-де, м	152	169.1	180.4	191.6	141	149.8	154	160.2	164.7	131.1	139.7
Располагаемый напор, м	133.595	108.519	88.89	69.467	112.833	97.285	89.557	78.45	70.401	38.805	26.36
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	28	43.9	100.3	123.8	1.5	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.704	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.425	0.391	0.358	0.358	0.095	0.108	0.23	0.106	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.58	0.535	0.49	0.491	0.092	0.134	0.286	0.192	0.016	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.716	1.89	1.889	1.889	1.888	1.353	1.195	1.183	0.774	0.92	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.649	-2.209	-2.21	-2.21	-2.211	-1.333	-1.329	-1.32	-1.044	-1.656	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	13.273	5.313	5.308	5.303	5.299	2.723	1.967	1.831	0.683	2.562	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.796	7.253	7.259	7.265	7.271	2.643	2.434	2.278	1.241	8.293	
Расход в под. тр-де, т/ч	20009.1	5186.07	5183.69	5181.34	5179.26	3712.48	3272.11	3242.61	2124.86	1231.16	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19646.38	-6059.84	-6062.22	-6064.57	-6067.08	-3656.99	-3639.48	-3616.88	-2865.38	-2215.19	

Рис. 6.6. Путь построения пьезометрического графика от НчТЭЦ до конечного потребителя «ж.д. 50-20»



6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Дефицит тепловой мощности нетто на всех централизованных источниках тепловой энергии города Набережные Челны не зафиксирован. Резерв тепловой мощности представлен в п.6.1. Главы 1 по каждому источнику отдельно.

7. Балансы теплоносителя.

7.1. Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

Источником хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения г. Набережные Челны является река Кама. Водозабор размещается в 16 км от пром. узла в районе лесхоза "Белоус". От водозаборных сооружений, совмещённых с насосной первого подъёма, вода по пяти водоводам диаметром 1400 мм протяжённостью 15,2 км подаётся к станции очистки. Часть воды со станции очистки без обработки подается для промышленных нужд. Производственная вода для основных потребителей осветляется на горизонтальных отстойниках. Вода для хозяйственно-питьевых нужд дополнительно фильтруется, обеззараживается и ее качество доводится до требований ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования» на питьевую воду.

Исходная вода для подпитки тепловой сети приводится к качеству согласно требованиям п. 4.8.39 приказа Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», для питания паровых котлов вода должна соответствовать п.4.8.22.

В Табл. 7.1 представлены сведения о качестве воды, поступающей на установки водоподготовки ТЭЦ из реки Кама.

Табл. 7.1. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки.

Наименование анализа	Единицы измерения	Средние за 2017г	Средние за 2018г	Средние за 2019г
Жесткость общая	мг-э/дм ³	4,63	4,25	4,03
Щелочность общая	мг-э/дм ³	1,97	1,83	1,62
Щелочность Ф/Ф	мг-э/дм ³	0	0	0
Водородный показатель рН	ед.рН	7,23	7,29	7,29
Кремниевая кислота в пересчете на (SiO ₂)	мг/дм ³	6,93	7,39	6,48
Аммонийный азот в пересчете на (NH ₃ ⁺)	мг/дм ³	0,48	0,43	0,47
Железо (суммарно Fe)	мг/дм ³	0,27	0,31	0,23
Нитриты (NO ₂ ⁻)	мг/дм ³	0,09	0,11	0,095
Нитраты (NO ₃ ⁻)	мг/дм ³	3,24	3,36	2,97
Натрий (Na)	мг/дм ³	22,5	22,1	21
Окисляемость перманганатная (Оп)	мгО/дм ³	4,87	4,43	4,75
Взвешенные вещества	мг/дм ³	4,0	4,2	3,3
Нефтепродукты (суммарно)	мг/дм ³	0,0065	0,0055	0,0144
Свободная углекислота (CO ₂)	мг/дм ³	13,1	12,8	14,3
Хлориды (Cl ⁻)	мг/дм ³	53,1	47,4	55
Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	мг/дм ³	74	54	68,2
Алюминий(Al)	мг/дм ³	0,46	0,56	0,63
Сухой остаток	мг/дм ³	376	356	332
Прокаленный остаток	мг/дм ³	110	82	162

Табл. 7.2 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	6157,806	5033,856	4177,390	4040,396	3864,531
нормативные утечки теплоносителя в сетях	2664,712	2684,657	2675,821	1411,749	1589,145
сверхнормативный расход воды	-1187,279	-1373,214	-1405,272	0,000	-2,000
Расход воды на ГВС	4680,37	3722,41	2906,84	2628,65	2277,39

Как отмечалось ранее, нормативы потерь тепловой энергии и теплоносителя утверждались в установленном порядке до 2017 г. и в связи с тем, что расчетные величины нормативных потерь выше фактических, в качестве утвержденных нормативов потерь теплоносителя приняты фактические потери предыдущего года.

Табл. 7.3 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Параметры	Ед-цы изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Производительность ВПУ	т/ч	4925	4925	4925	4925	4925
Срок службы	лет	42	43	44	45	46
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	10	10	10	10	10
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	50	50	50	50	50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1237,24	996,84	808,7	761,3	701,14
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	702,95	573,07	476,87	461,23	441,16
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	304,19	305,63	305,46	161,16	181,41
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-135,53	-156,33	-160,42	0,00	-0,23
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	534,29	423,77	331,83	300,07	259,98
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2476,5	2476,5	2476,5	2476,5	2476,5
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4086,52	4195,6	4287,71	4463,77	4483,61
Доля резерва	%	83%	85%	87%	90%	91%

Котельный цех БСИ имеет в составе собственные установки ВПУ, в том числе, и для подпитки тепловых сетей, но на данный момент подпитка тепловых сетей от ВПУ Котельного цеха БСИ осуществляется только при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность.

В остальное время подпитка тепловых сетей осуществляется только от ВПУ Набережночелнинской ТЭЦ.

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки паровых и водогрейных котлов является камская вода, очищенная до состояния хозяйственной воды.

Табл. 7.4 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	93,377	115,148	71,412	62,445	65,464
нормативные утечки теплоносителя в сетях	норматив не устанавливался				
сверхнормативный расход воды	0	0	0	0	0
Расход воды на ГВС	0	0	0	0	0

Табл. 7.5 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Котельный цех БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Параметры	Ед-цы изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет	45	46	47	48	49
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м ³	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	10,66	13,11	8,15	7,13	7,47
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	10,66	13,11	8,15	7,13	7,47
нормативные утечки теплоносителя*	т/ч	норматив не устанавливался				
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
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	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	189,34	186,89	191,85	192,87	192,53
Доля резерва	%	94,67	93,445	95,925	96,435	96,265

*- начиная с 2005г. после объединения сетей Юго-западной и Северо-восточной частей г. Набережные Челны, мощности ВПУ котельного цеха БСИ для подпитки тепловых сетей не используются.

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между магистральными трубопроводами за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях, в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды, допускается использовать «сырую» воду, согласно СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п.6.22 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей».

7.2. Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «КамгэсЗЯБ».

Источником водоснабжения является технический водовод ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и артезианская скважина.

Анализ качества исходной воды:

жесткость общая	5,3 мг-экв/л
щелочность	3,1 мг-экв/л
содержание железа	0,3
солесодержание	300 мг/л
показатель pH	7,8

Табл. 7.6 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Параметры	Ед-цы изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Производительность ВПУ	т/ч	90	90	90	90	90
Срок службы	лет	21	22	23	24	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м ³	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,45	2,16	1,97	2,09	2,01
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д	0,36	н.д	н.д	н.д

Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	87,55	87,84	88,03	87,91	87,99
Доля резерва	%	97,2	97,6	97,81	97,68	97,77

7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменений в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в составе оборудования ВПУ на источниках не зафиксирован. Резерв производительности ВПУ от проектной мощности по источнику НЧТЭЦ составляет – 91%, Котельный цех БСИ – 96,3%, а по котельной ООО «КамгэсЗЯБ» - 97,8%.

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.

Газоснабжение г. Набережные Челны в настоящее время осуществляется природным газом. Природный газ поступает по отводу от магистрального газопровода Миннибаево – Ижевск и отводу от Новопсковского коридора магистральных газопроводов к Нижнекамскому пром. узлу.

В городские сети газ подается от трех существующих газораспределительных станций ГРС-1, ГРС-2, ГРС-3. ГРС-1, ГРС-2 расположены в южной части города в промышленной зоне, восточнее п. Сидоровка. ГРС-3 расположена в промышленной зоне на северо-востоке города в районе н.п. Нов. Сарайлы.

Для устойчивого и надежного газоснабжения ГРС города закольцованы между собой.

8.1.1. Набережночелнинская ТЭЦ.

Газоснабжение Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам Ø720 мм высокого давления до 1.2 МПа – 2 газопровода от ГРС-3 до ГРП – 2, 3, один от ГРС-2 до ГРП -1. Пропускная способность ГРП-1 - 290 т.м³/час, ГРП-2 - 340 т.м³/час, ГРП-3 - 290 т.м³/час.

Сведения о потреблении природного газа приведены Табл. 8.1

Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ.

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2014	8115	1278060	1278060	0
2015	8178	1109563	1109563	0
2016	8184	1034452	1034452	0
2017	8163	1175294	1175294	0
2018	8158	1245295	1245295	0
2019	8175	1286935	1286935	0

Табл. 8.2 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе НчТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натур-ого топлива, тыс.м ³	Приход топлива за год, т. натур-ого топлива, тыс.м ³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натур-ого топлива, тыс.м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, в т. натур-ого топлива, тыс.м ³	в т.ч. на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натур.	услов.		
2019							
природный газ	-	1 286 935	1 286 935	1 286 935	1 502 956	-	8175
мазут	50 288	-	5018	5018	6265	45 270	8740
Итого:	-	-	-	-	1 509 221	-	-
2018							
природный газ	-	1 245 295	1 245 295	1 245 295	1 451 302	-	8 158
мазут	56 260	-	5972	5972	7355	50 288	8 621
Итого:	-	-	-	-	1 458 657	-	-
2017							
природный газ	-	1 175 294	1 175 294	1 175 294	1 370 561	-	8 163
мазут	65 653	-	9393	9393	11 787	56260	8 784
Итого:	-	-	-	-	1 382 348	-	-
2016							
природный газ	-	1 034 452	1 034 452	1 034 452	1 209 422	-	8 184
мазут	33 379	201 182	168 908	168 908	208 842	65 653	8 655
Итого:	-	-	-	-	1 418 264	-	-
2015							
природный газ	-	1 109 563	1 109 563	1 109 563	1 296 287	-	8 178
мазут	49 169	1 225	17 015	17 015	20 107	33 379	8 272
Итого:	-	-	-	-	1 316 394	-	-

8.1.2. Котельный цех БСИ.

Подача природного газа на Котельный цех БСИ (Тепловая станция БСИ) производится по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 1.2 МПа от ГРС -2 до ГРП - 2. Пропускная способность ГРП -2 котельного цеха БСИ составляет – 160 тыс. м³/час.

Сведения о потреблении природного газа приведены в Табл. 8.3

Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2014	8135	43016	43016	0
2015	8178	32547	32547	0
2016	8179	16485	16485	0
2017	8162	16485	16485	0
2018	8142	14645	14645	0
2019	8174	10878	10878	0

Табл. 8.4 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе КЦ БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натур-ного топлива, тыс.м ³	Приход топлива за год, т. натур-ного топлива, тыс.м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натур-ного топлива, тыс.м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т. натур-ного топлива, тыс.м ³	Всего, в т. условного топлива		
2019						
природный газ	-	10878	10 878	12 702	-	8174
мазут	3 409,237	0	0	0	3 409,237	8740
Итого	-	-	-	12 702	-	-
2018						
природный газ	-	14 645	14 645	17 034	-	8 142
мазут	3 409,237	0	0	0	3 409,237	8 621
Итого	-	-	-	17 034	-	-
2017						
природный газ	-	16 485	16 485	19 222	-	8 162
мазут	3 409,237	0	0	0	3 409,237	8 784
Итого	-	-	-	19 222	-	-
2016						
природный газ	-	16 485	16 485	19 262	-	8 179
мазут	3 409,237	0	0	0	3 409,237	8 655
Итого	-	-	-	19 262	-	-
2015						
природный газ	-	32 547	32 547	38 024	-	8 178
мазут	3 409,237	0	0	0	3 409,237	8 272
Итого	-	-	-	38 024	-	-

Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО «Татэнерго» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс.м ³	Израсходовано топлива за календарный год, т. условного топлива			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс.м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			На котельных на отпуск тепловой энергии	На ТЭЦ			
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии		
2019							
природный газ	-	1 297 813	12 702	420 209	1 082 747	-	8175
мазут	53 697,237	0	0	6265	0	45874.93	8740
Итого	-	-	12 702	426 474	1 082 747	-	-
2018							
природный газ	-	1 259 940	17 034	444 609	1 006 694	-	8158
мазут	59 669,237	0	0	7355	0	53 697,23	8621
Итого	-	-	17 034	451 964	1 006 694	-	-
2017							
природный газ	-	1 191 779	19 222	215 864	957 642	-	8163
мазут	69 062,237	0	0	11 787	0	59 669,237	8784
Итого	-	-	19 222	227 651	957 642	-	-
2016							
природный газ	-	1 050 937	19 262	205 062	921 726	-	8184
мазут	36 788,237	201 182	0	208 843	0	69 062,237	8655
Итого	-	-	19 262	413 905	921 726	-	-
2015							
природный газ	-	1 142 110	38 024	374 561	1 071 792	-	8178
мазут	52 578,237	1225	0	20 107	0	36 788,237	8272
Итого	-	-	38 024	394 668	1 071 792	-	-

8.1.3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Природный газ на котельную ООО «КамгэсЗЯБ» подается по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 0.6МПа от ГРС-2 до ГРП-1. Пропускная способность ГРП-1 котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет -7000 м³/час.

Табл. 8.6 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс.м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс.м ³	Израсходовано топлива за год		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс.м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс.м ³	Всего, в т. условного топлива		
2019						
природный газ	-	7156	7156	8320	-	8 139
дизельное топливо	60	-	0	0	60	10 300
Итого:				8320	-	-
2018						
природный газ	-	7578	7578	8814	-	8 142
дизельное топливо	60	-	0	0	60	10 300
Итого:	-	-	-	8814	-	-
2017						
природный газ	-	6978	6978	8136	-	8 162
дизельное топливо	-	60	0	0	60	10 300
Итого:	-	-	-	8136	-	-
2016						
природный газ	-	7059	7059	8248	-	8 179
нефть	-	-	0	0	-	-
Итого:	-	-	-	8248	-	-
2015						
природный газ	-	8206	8206	9587	-	8 178
нефть	-	169	169	221	-	9158
Итого:	-	-	-	9587	-	-

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

8.2.1. Набережночелнинская ТЭЦ

Резервным топливом является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8740 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Содержание влаги в сжигаемом мазуте в 2019 году составило 7,59%.

За отчетный 2019 г. расход топлива составил 1509,221 тыс. т у.т., в том числе мазута – 6,265 тыс. т у.т.

Максимально-часовой расход мазута по ТЭЦ составляет 680 т/ч.

На мазутном хозяйстве размещены:

- два спаренных мазутослива;
- 12 металлических мазутных баков наземного типа полезной емкостью по 10 тыс. м³ (каждый) и 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс. м³. Баки емкостью по 10 тыс. м³ размещены по 4 бака в группе, на расстоянии 77 м. друг от друга. Каждая группа обнесена сплошным земляным обвалованием высотой 3,25 м от планировочной отметки. 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс. м³ обнесен сплошным земляным обвалованием высотой 3,25 м от планировочной отметки;
- 5 промежуточных сливных емкостей;
- 3 помещения арматуры сливного устройства;
- здание щита управления сливом.

Мазут из 1-й группы баков по всасывающему коллектору поступает в раздаточный коллектор мазутонасосной, имеющий форму полукольца. От раздаточного коллектора мазут попадает к насосам I-го подъема, из которых один в работе и три - в горячем резерве, один из них - на АВР. От насосов I-го подъема мазут с давлением 6-7 кгс/см², поступает в напорные коллекторы насосов I-го подъема.

В напорных коллекторах I-го подъема часть мазута направляется в подогреватели мазута. Часть мазута от напорных трубопроводов I-го подъема направляется в рабочую группу баков для предотвращения оседания механических примесей на дне баков и отстоя влаги.

После подогревателей мазута основная часть мазута с температурой 1100С, и давлением 6-7 кгс/см² направляется через коллектор горячего мазута насосам II-го подъема, один из которых находится в работе, один на АВР и два в горячем резерве.

После насосов II-го подъема мазут с температурой 110±5 0С и давлением 47-55 кгс/см² поступает по главным мазутопроводам для сжигания в котлах.

Мазут, не использованный в котельном цехе, по обратному мазутопроводу поступает в насосную I-го подъема.

На случай перебоев снабжения НчТЭЦ природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 м³/час каждый. Конденсат после пароспутников возвращается в котельный цех. Частично тепло конденсата снимается в предвключенных подогревателях.

Оборудование мазутонасосной предназначено для обеспечения бесперебойной подачи подогретого и профильтрованного топлива (мазута) в количестве, соответствующем нагрузке

котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок при установленных рабочих параметрах мазута перед форсунками:

температура	$110 \pm 5^{\circ}\text{C}$;
давление	$45 \pm 1,0 \text{ кгс/см}^2$;
температура мазута в расходных резервуарах	$60^{\circ}\text{C} - 80^{\circ}\text{C}$;
условная вязкость (ВУ)	$2,5^{\circ}\text{C}$.

Нормативный неснижаемый запас топлива в мазуте составляет 6903 т.

Нормативный эксплуатационный запас топлива в мазуте составляет 26500 т.

8.2.2. Котельный цех БСИ

Резервным топливом для Котельного цеха БСИ является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-99 с низшей теплотой сгорания 8740 ккал/кг и содержанием серы 2,4%.

Резервное топливо хранится в стальных резервуарах объемом 5000 куб.м. в количестве 4 штук. Строительная, геометрическая емкость хранилища мазута составляет 20000 куб.м., полезная емкость хранилища – 16000 тн. Общий нормативный неснижаемый запас резервного топлива котельного цеха БСИ составляет 1625 тн.

Потребление резервного топлива в отчетном 2019 году не осуществлялось.

8.2.3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

До 2017 года в качестве резервного топлива использовалась нефть, с 2017 года – дизельное топливо.

Топливное хозяйство котельной с 2017 года состоит из:

- двух насосов марки А1 ЗВ 4/25 и трубопроводов для закачки топлива;
- 2-х емкостей хранения объемом по 50 м^3 каждая;
- объём хранения дизельного топлива – 60 тонн.

8.3. Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки.

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

Паспорт качества поставляемого газа представлен на Рис. 8.1.

Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого газа

**Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»**

Адрес: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41, тел./факс: (843)288-20-29

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА

№ 120/10-1008 от 24 декабря 2019 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, подаваемого в общем потоке по газопроводу к «Нижнекамскому промгазу» потребителям Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (ГРС).
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОКПД 2 06.20.10.110.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в декабре месяце в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС-3 г. Набережные Челны.
5. Значения показателей по п.п. 1-4, 8 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Челныгаз» (Адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60, тел.: (8552)71-73-33, факс: (8552)71-75-59).

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-2014	Средне-месячный показатель	
1.	Компонентный состав, молярная доля:					
1.1	метан	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не норм.	96,41	
1.2	этан				1,94	
1.3	пропан				0,57	
1.4	изо-бутан				0,097	
1.5	норм-бутан				0,088	
1.6	норм-пентан				0,0014	
1.7	норм-гексан				0,0163	
1.8	норм-пентан				0,0115	
1.9	гексаны + высш. углеводороды				<0,001	
1.10	гелий				0,0117	
1.11	водород				0,0013	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005
1.13	азот				не норм.	0,696
1.14	диоксида углерода				не более 2,5	0,155
2.	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,12 8150	
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50 9840-13020	49,78 11889	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,6955	
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014 п.9	не более 0,02	не опред.	
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014 п.12	не более 0,036		
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001		
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.		-7,0

Паспорт оформлен на основании среднеарифметических значений результатов 4-х определений теплоты сгорания № 11-956Г, 11-970Г, 11-996Г, 11-1011Г).

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ, руководитель. ИЛ



Паспорт качества газа не может быть воспроизведен ни в полном объеме без согласия производителя газопровода

8.4. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Новые источники тепловой энергии в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не вводились в эксплуатацию.

Изменения в топливных балансах источников тепловой энергии по каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, коснулись только объемов потребления основного и резервного видов топлива.

8.5. Описание использования местных видов топлива.

Местные виды топлива не используются.

8.6. Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива.

Виды используемого топлива, низшая теплота сгорания представлены в Табл. 8.1 для ТЭЦ Табл. 8.3 и Табл. 8.6 для котельных.

9. Надежность теплоснабжения.

9.1. Надежность функционирования системы.

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Вместе с тем сфера теплоснабжения в нашей стране имеет высокую социальную и экономическую значимость, поскольку играет ключевую роль в жизнеобеспечении населения и потребляет около 40% первичных топливных ресурсов, более 60% которых составляет природный газ.

В последние годы Правительством страны принимаются меры по устранению негативных тенденций и улучшению положения в тепловом хозяйстве страны.

27 июля 2010 г. вступил в силу Федеральный закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который первым принципом государственной политики в сфере теплоснабжения определяет «обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с техническими регламентами» (Статья 3).

Закон обязывает развитие систем теплоснабжения населенных пунктов осуществлять на основании разработки схем теплоснабжения. Обязательным критерием принятия решений при этом должно быть обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий и требований к надежности теплоснабжения каждого из потребителей «путем резервирования и достижения бесперебойной работы источников тепла, тепловых сетей и системы в целом» (статья 23).

Разработанные в свете реализации этого закона документы регламентируют надежность теплоснабжения оценивать вероятностными показателями и обеспечивать их удовлетворение нормативным требованиям.

Таким образом, при разработке схем теплоснабжения решается два типа задач, связанных с расчетами надежности:

1. Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов при заданной схеме и параметрах системы (задачи анализа надежности).
2. Выбор (корректировка) схемы и параметров системы в рассматриваемой перспективе ее развития с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной системы).

Существенную методическую сложность в решение этих задач вносят тепловые сети – нелинейные пространственные сетевые структуры с произвольной топологией, которые в расчетах надежности должны рассматриваться как системы с произвольными монотонными структурами, пропускные способности связей которых различны в различных режимах.

Методика и программно-реализуемый алгоритм предназначены для расчета показателей надежности в тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения при разработке схем теплоснабжения с целью выбора решений, обеспечивающих нормативные требования к надежности теплоснабжения потребителей на основе резервирования тепловых сетей.

Методическая и нормативная базы, используемые при разработке схем теплоснабжения, создавались в течение длительного времени трудами отечественных ученых, научно-исследовательских институтов, проектных, наладочных и эксплуатационных организаций. Эти исследования были обобщены и развиты в справочнике «Надежность систем энергетики и их оборудования» под ред. акад. Ю.Н. Руденко. В 4-ом томе этого справочника «Надежность систем теплоснабжения» обоснован методический подход к оценке надежности теплоснабжения и построению систем с требуемым уровнем надежности на основе резервирования. Представленные в справочнике результаты статистической обработки накопленной к тому времени статистики отказов оборудования систем теплоснабжения, а также разработанная система показателей надежности и их нормативных значений, легли в основу регламентов для оценки надежности теплоснабжения, и в частности в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Расчет показателей надежности теплоснабжения г. Набережные Челны выполнен с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo, в соответствии «Методика и алгоритмы расчета надежности при разработке схем теплоснабжения городов» ОАО «Газпром промгаз».

9.2. Основные расчетные зависимости.

1. Интенсивность отказов элементов

1.1. Интенсивность отказов теплопровода с учетом времени его эксплуатации:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

где $\lambda^{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$;

$\tau^{\text{экспл}}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет;

α - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{\text{экспл}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{\text{экспл}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases} \quad (2)$$

1.2. Интенсивность отказов (одной единицы):

$$\lambda_{\text{эра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

2. Параметр потока отказов элементов:

2.1. Параметр потока отказов участков:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч}, \quad (3)$$

где L - длина участка, км;

2.2. Параметр потока отказов:

$$\omega_{\text{эра}} = \lambda_{\text{эра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (4)$$

3. Среднее время до восстановления элементов.

3.1. Среднее время до восстановления участков:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ч} \quad (5)$$

где: $L_{\text{сз}}$ - расстояние между секционирующими задвижками, км;

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a , b , c для формулы (5), приведенные в Табл. 9.1, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003.

Расстояния между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) и приниматься в соответствии с таблицей.

Значения коэффициентов a , b , c в формуле (5)

Табл. 9.1 Значения коэффициентов

Коэффициент	a	b	c
Значение	2,91256074780734	20,8877641154199	-1,87928919400643

Табл. 9.2. Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

3.2. Среднее время до восстановления ЗРА.

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по выражению (5).

4. Интенсивность восстановления элементов ТС

$$\mu = \frac{1}{Z^B}, \quad 1/\text{ч} \quad (6)$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1} \quad (7)$$

где N – число элементов ТС (участков и ЗРА).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (8)$$

7. Температура воздуха в здании j -го потребителя в конце периода восстановления f -го элемента:

$$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{BP} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP}), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (9)$$

где t_j^{BP} – расчетная температура воздуха в здании j -го потребителя, $^\circ\text{C}$;

t^{HP} – расчетная для отопления температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$;

$\bar{q}_{j,f}$ – часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP} , Гкал/ч;

\bar{q}_j^P – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при t^{HP} , Гкал/ч;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^P}$ – относительный часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го

элемента при t^{HP}

z_f^B – время восстановления f -го элемента, ч;

β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания j -го потребителя, ч.

8. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j -го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f, \quad (10)$$

где: F_j – множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \sum_f (\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{pAB})]}, \quad (11)$$

Где $\tau_{j,f}^{pAB}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха t_n ниже $t_{j,f}^{pAB}$ – температура наружного воздуха, при которой

время восстановления f -го элемента z_f^B равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j\ min}^B$.

С помощью величин $t_{j,f}^{пав}$ и выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j .

9.1. Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{пав}$ при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{пав} = \frac{t_j^{BP} - t_{j\ min}^B \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (12)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{пав} = \frac{t_j^{BP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP}) - \left(t_{j\ min}^B - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})\right) \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (15a)$$

Здесь $t_{j\ min}^B$ - минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, $^{\circ}\text{C}$.

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000.

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10, $t_{j\ min}^B$ - по СНиП 41-02-2003 (п. 4.2).

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология».

9.2. Правила определения $\tau_{j,f}^{пав}$ - числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{пав}$

Если $t_{j,f}^{пав}$ оказывается равной или выше $+8$ $^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f -го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j -го потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле (11) величина берется равной продолжительности отопительного периода.

Если оказывается $t_{j,f}^{пав}$ равной t^{HP} , отказ j -го элемента влияет на теплоснабжение j -го потребителя только при температурах ниже расчетных $\tau_{j,f}^{пав}$ и в формуле (11) берется равной $\tau^{мин}$ - числу часов стояния температуре наружного воздуха ниже t^{HP} .

Если $t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\text{мин}}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-го элемента не влияет на теплоснабжение j-го потребителя и в формуле (11) $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ берется равной нулю.

$$\text{Если } t^{\text{мин}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\text{нр}}, \text{ то } \tau_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t^{\text{нр}} - t_{j,f}^{\text{рав}}}{t^{\text{нр}} - t^{\text{мин}}} \times \tau^{\text{мин}}.$$

Если $t^{\text{нр}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < +8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{рав}} < \tau^{\text{от}}$ и значение $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера):

$$\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \tau^{\text{хол}} + (\tau^{\text{от}} - \tau^{\text{хол}}) \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{\text{рав}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{нр}}} \right)^{\frac{t^{\text{н ср}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{н ср}}}}, \quad (13)$$

где: $\tau^{\text{хол}}$ - продолжительность стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления, ч;

$\tau^{\text{от}}$ - продолжительность отопительного периода, ч;

$t^{\text{н ср}}$ - средняя за отопительный период температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, автоматически выделяются: а) элементы, отказы которых нарушают и не нарушают пониженный уровень теплоснабжение потребителя, и б) доля отопительного периода, в течение которой нарушение имеет место.

10. Средний суммарный недоотпуск теплоты j-му потребителю в течение отопительного периода:

$$Q = \left(g_j^{\text{р}} - \sum_{f=0} p_f g_{j,f} \right) \cdot (\tau_1^{\text{р}} - \tau_2^{\text{р}}) \cdot \frac{t_j^{\text{вр}} - t^{\text{н ср}}}{t_j^{\text{вр}} - t^{\text{нр}}} \cdot \tau^{\text{от}} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал} \quad (14)$$

где – $g_j^{\text{р}}$ расчетный при $t^{\text{нр}}$ часовой расход теплоносителя у j-го потребителя, т/ч;

$g_{j,f}$ – часовой расход теплоносителя у j-го потребителя при отказе f-го элемента, т/ч;

$\tau_1^{\text{р}}$ и $\tau_2^{\text{р}}$ - расчетные (при $t^{\text{нр}}$) температуры воды в подающей и обратной магистралях ТС, $^{\circ}\text{C}$.

9.3. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Нормативные показатели повреждаемости системы теплоснабжения для НЧТС и ООО «ТСЗВ» не устанавливались.

Табл. 9.3 Показатели интенсивности отказов тепловых сетей НЧТС за 2014-2019 годы актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Интенсивность отказов тепловых сетей, 1/км/год в т.ч.:	0,279	0,258	0,217	0,182	0,231	0,197
отопительный период, 1/км/оп	0,139	0,100	0,110	0,071	0,123	0,117
межотопительный период, 1/км/межоп	0,140	0,158	0,107	0,111	0,108	0,0805
В период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,358	0,261	0,230	0,327	0,290	0,227
Общая интенсивность отказов тепловых сетей за год, 1/км/год	0,637	0,519	0,447	0,509	0,521	0,425

Табл. 9.4. Показатели восстановления в системе теплоснабжения НЧТС за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	Не более 6 часов					
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	Не более 6 часов					
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, ч	Не более 6 часов					

Таблица 9.5. Средний расчетный суммарный недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения*

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения, тыс. Гкал/от. период	-	-	-	-	19,6034

*- Средний расчетный суммарный недотопуск тепловой энергии – получен по результатам расчета показателей надежности в программном комплексе «ZuluThermo – 8.0», фактический недоотпуск тепла по данным АО «Татэнерго» отсутствует.

Табл. 9.6 Показатели интенсивности отказов тепловых сетей ООО «ТСЗВ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2018	2019
Интенсивности отказов магистральных тепловых сетях, 1/км/год в т.ч.:	0,448	0
отопительный период, 1/км/оп	0	0
межотопительный период, 1/км/межоп	0	0

Наименование показателя	2018	2019
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,448	0
Интенсивности отказов распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в т.ч.:	0,211	0
отопительный период, 1/км/оп	0	0
межотопительный период, 1/км/межоп	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,211	0
Общая интенсивность отказов тепловых сетей за год, 1/км/год	0,377	0

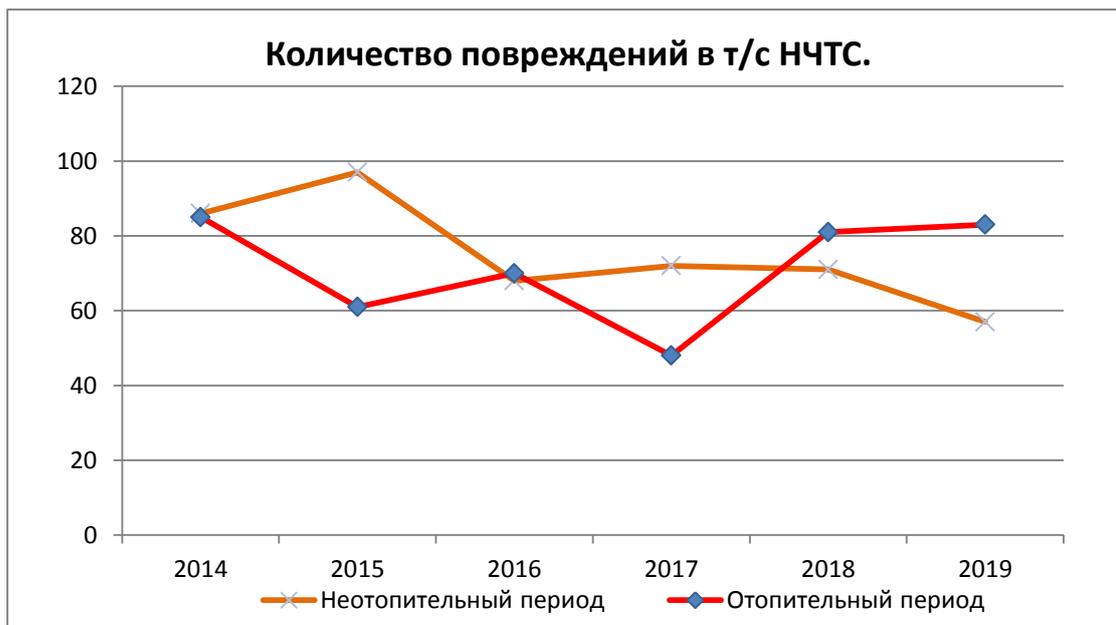
Табл. 9.7 Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2018	2019
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	Повреждений магистральных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано	Повреждений магистральных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	Повреждений распределительных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано	Повреждений распределительных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, ч	Повреждений в отопительный период не зафиксировано	Повреждений в отопительный период не зафиксировано

9.4. Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Согласно данным, предоставленным Филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» составлена база по отказам на тепловых сетях в период с 2014 по 2019 годы. По статистике повреждений база подразделяется по отказам в отопительный и межотопительный период и отказам в период проведения гидравлических испытаний.

Рис. 9.1. Количество повреждений зафиксированных в период 2014 -2019г. на тепловых сетях НЧТС в г. Набережные Челны.



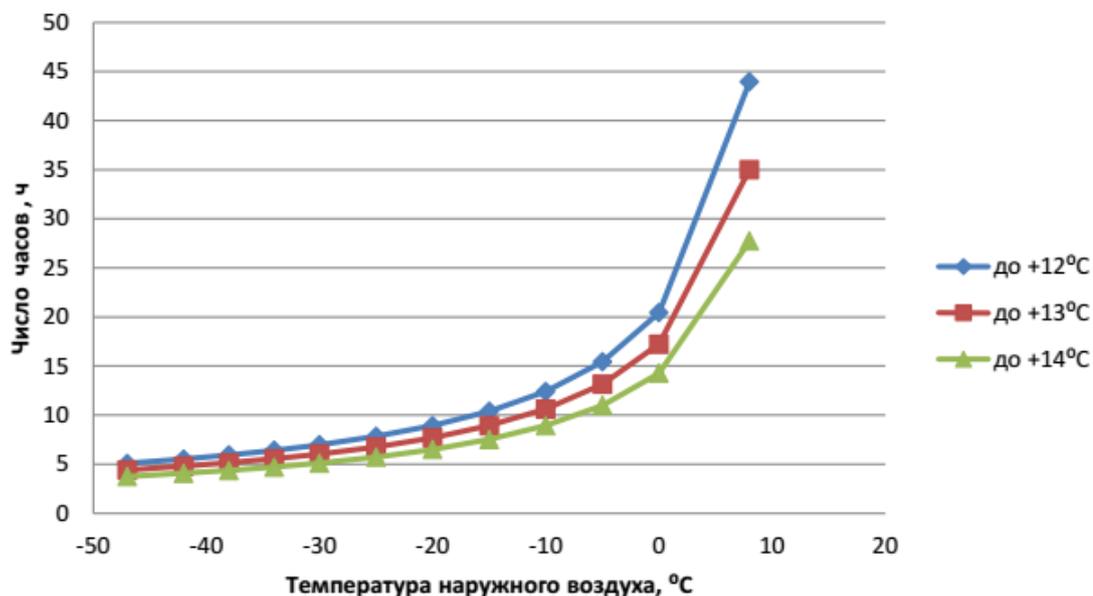
На основе существующей статистики по отказам на магистральных сетях северо-восточного района время устранения одного повреждения наиболее длительного восстановления с 2014 года составляет не более 6 часов.

Время снижения внутренней температуры отапливаемых помещений от расчетной величины t'_B до достигнутого минимального предела t_B (12-14°C) при полном выключении отопления определяется по формуле:

$$z_a = \beta \ln \frac{t'_B - t_H}{t_B - t_H}$$

Результаты расчета представлены на Рис. 9.2.

Рис. 9.2. Фактическое среднее время снижения внутренней температуры отапливаемых помещений от расчетной величины



По тепловым сетям ООО «ТСЗВ» в 2019 году порывов в период эксплуатации не зафиксировано.

Анализ результатов расчета показателей надежности теплоснабжения в существующем состоянии схемы теплоснабжения г. Набережные Челны выполнен в Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения.

Ниже на рисунках представлены графические материалы по результатам анализа показателей надежности теплоснабжения в существующем состоянии схемы теплоснабжения г. Набережные Челны.

Рис. 9.3 Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности северо-восточной части города.



Рис. 9.4. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ГЭС) города

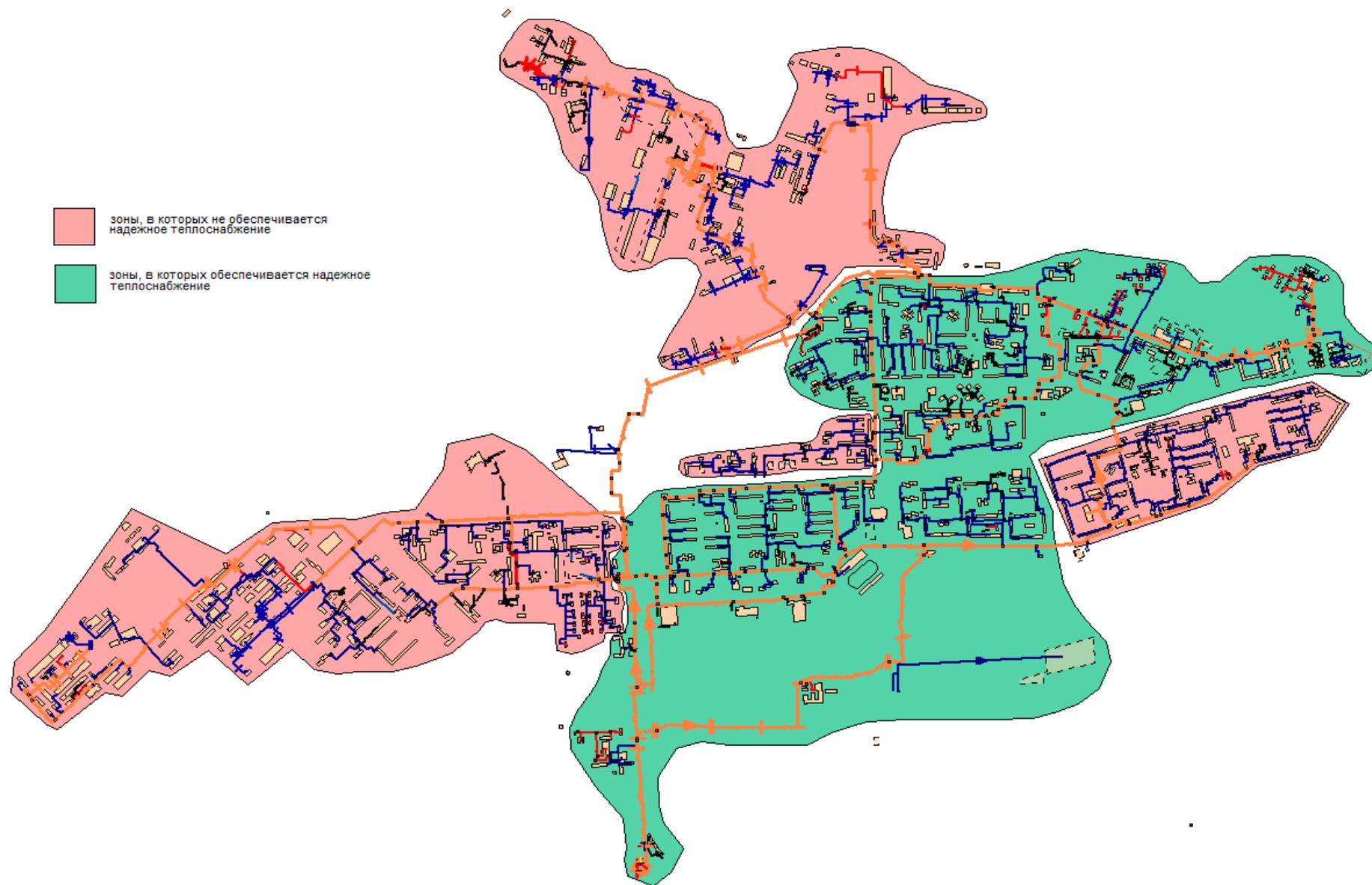
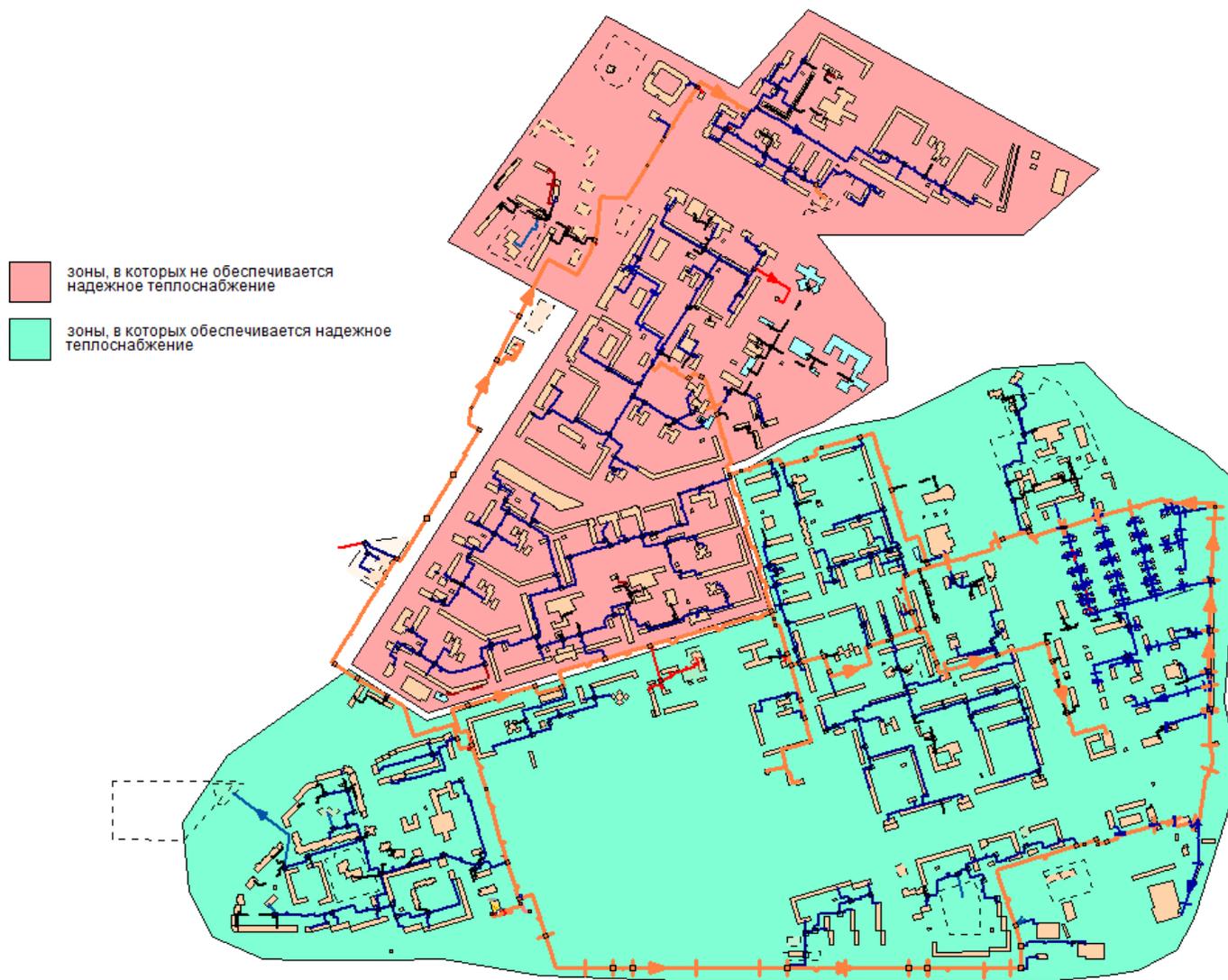


Рис. 9.5. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ЗЯБ) города.



9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении

Расследование причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и их анализ 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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике".

Несмотря на интенсивность отказов тепловых сетей представленной в пункте 9.3. Главы 1 недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения НЧТС и ООО «ТСЗВ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения отсутствовал.

По тепловым сетям ООО «ТСЗВ» в 2019 году порывов в период эксплуатации не зафиксировано.

9.6. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Согласно представленной статистике по порывам на тепловых сетях по НЧТС, ООО «ТСЗВ» показатели надежности теплоснабжения не изменились в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

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

В таблицах ниже представлены результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций в г. Набережные Челны.

Табл. 10.1 Техно-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе	3980,1	4343,3	4285,8	4594,6	4378,2
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	314,8	424,7	389,7	426,2	432,96
в паре, тыс. Гкал	305,4	414,9	380,3	416,2	423,49
в горячей воде, тыс. Гкал	9,4	9,8	9,4	10,03	9,47
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	3665,3	3918,6	3896,1	4168,4	3945,2
в паре, тыс. Гкал	126,7	131,7	151,8	140,7	138,1
в горячей воде, тыс. Гкал	3538,6	3786,9	3744,3	4027,7	3807,1
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	511 309	520 646	517 767	502 213	536 900
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	145 250	186 511	169 956	221 681	186 213
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	1 788 612	2 001 145	1 946 068	2 045 839	2 144 342
Прибыль, тыс. руб.	39 742	39 558	38 247	65 440	46 034
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	2 471 004	2 734 170	2 651 815	2 730 114	2 780 318

Табл. 10.2 Техно-экономические показатели Котельного цеха БСИ за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе	190,7	108,0	102,6	94,1	67,7
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	0,74	0,77	0,72	0,8	0,61
в паре, тыс. Гкал	0,74	0,77	0,72	0,8	0,61
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
С коллекторов источника в тепловые сети	190,0	107,2	101,9	93,3	67,1
в паре, тыс. Гкал	45,4	44,81	38,41	38,13	33,7
в горячей воде, тыс. Гкал	144,6	62,44	63,45	55,14	25,0
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	32 261	33 418	34 533	38 593	56 067
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	25 516	27 399	28 400	27 970	22 850
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	146 537	151 623	156 043	81 719	67 031
Прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	204 552	212 441	218 976	164 386	164 074

Табл. 10.3 Техно-экономические показатели котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе	58,97	49,5	48,9	52,96	50,15
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	2,01	2,33	3,14	2,8	2,92
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	2,01	2,33	3,14	2,8	2,92
С коллекторов источника в тепловые сети	56,96	47,17	45,763	50,164	47,23
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	56,959	47,167	45,763	50,164	47,23
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	-	-	-	12801,53	11 427,1
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	-	-	-	4872,57	5 116,85
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	43 464,9	38 151,4	37 904,4	43 001,9	43 001,9
Прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	67 854,05	53 883	55 477	60 676	59 545

Табл. 10.4 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НЧТС за 2019 год (с НДС)

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Потери тепловой энергии при передаче, всего, в том числе:	тыс. Гкал	475,14	494,08	511,06	501,87	429,31
Потери теплоносителя при передаче, всего, в том числе:	тыс. тонн		684,71	705,73	769,25	878,46
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал	623,6	650,6	633,0	не утверждались	не утверждались
то же в %	%	19,2	20,04	19,2	-	-
Потери теплоносителя в тепловой сети (нормативные)	тыс. тонн	2680,1	2684,7	2675,8	не утверждались	не утверждались
то же в %	%	52,11	53,32	69,06	-	-
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети	тыс. Гкал	3247,3	3310,4	3264,8	3447,4	3300,1
Отпуск теплоносителя из тепловой сети	тыс. тонн	3810,4	3728,5	3039,8	2756,3	2445,8
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг)	тыс. руб.	1 000 145,2	1 033 193,33	1 119 417,15	1 205 290,63	1 099 573,91
Внереализационные расходы	тыс. руб.	95,51	21,4	22,56	23,16	74,55
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения (в том числе затраты на социальные нужды, прочие расходы из прибыли)	тыс. руб.	12 498,12	12 619,64	12 909,47	29 753,52	122 126,18
Налог на прибыль	тыс. руб.	3124,53	3154,91	3227,37	3466,84	30 531,54
Необходимая валовая выручка без предпринимательской выручки	тыс. руб.	-	-	-	-	-
Предпринимательская прибыль	тыс. руб.	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	1 015 863,36	1 048 989,27	1 143 867,31	1 270 909,9	1 218 860,54

Табл. 10.5 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения ООО «КамгэсЗЯБ» за 2019 год (с НДС)

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Покупка тепловой энергии на компенсацию потерь тепловой энергии при передаче, всего, в том числе:	тыс. Гкал	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Покупка теплоносителя на компенсацию потерь теплоносителя при передаче, всего, в том числе:	тыс. тонн	-	-	-	-	-
Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
то же в %	%	-	-	-	-	-
Потери теплоносителя в тепловой сети (нормативные)	тыс. тонн	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
то же в %	%	25,7	25,7	25,4	24,7	25,1
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети	тыс. Гкал	44,71	44,71	43,46	52,96	47,64
Отпуск теплоносителя из тепловой сети	тыс. тонн	18,97	18,97	17,27	18,32	
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг)	тыс. руб.	-	-	-	-	-
Внереализационные расходы	тыс. руб.	-	-	-	-	-
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения (в том числе затраты на социальные нужды, прочие расходы из прибыли)	тыс. руб.	1102,37	999,96	1176,22	978,34	1132,56
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка без предпринимательской выручки	тыс. руб.	67 854,05	53 883	55 477	60 676	59 545
Предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	10	0
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	67 854,05	53 883	55 477	60 676	59 545

10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций изменились согласно стоимости приобретаемых энергоресурсов для своей деятельности и установленным тарифам на отпущенную тепловую энергию с источников, а также тарифам на услуги по передачи тепловой энергии.

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

Тарифы на производство, передачу и поставку тепловой энергии потребителям города Набережные Челны установлены Протоколом заседания Правления Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 19.12.2018 г. № 5-105/тэ.

Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям в г. Набережные Челны

№ п/п	Наименование регулируемой организации, муниципального образования, вид тарифа	Год	Вода
1	АО «Татэнерго»		
1.2.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям АО «Татэнерго»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
1.2.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1254,25
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1285,98
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1285,98
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1309,36
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1288,56
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1341,66
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1319,16
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1349,98
	Население		
1.2.2.	Одноставочный тариф, руб./Гкал (в т.ч. НДС)	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1480,00
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1517,46
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1517,46
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1545,04
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1520,50
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1583,16
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1582,99
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1619,98
1.2.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
1.2.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал (в т.ч. НДС)	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1878,0
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1902,2
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1829,0
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1897,8
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1315,7
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1326,6
		-	-
		-	-

№ п/п	Наименование регулируемой организации, муниципального образования, вид тарифа	Год	Вода
1.2.2	Одноставочный тариф для ООО «ТСЗВ», руб./Гкал (в т.ч. НДС)	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1349,12
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	4129,22
1.3.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям ООО «КамгэсЗЯБ»		
1.3.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал (в т.ч. НДС)	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	
		с 01.01.2016 по 30.06.2016	1189,5
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1243,0
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1243,0
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1292,7
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1292,7
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1344,3
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1367,05
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1399,86

С 01.01.2019г. ООО «ТСЗВ» работали с использованием тарифа ООО «КАМАЗ-Энерго» установленный до июня 2019г., а начиная со второго полугодия 2019года для потребителей подключенных к сетям ООО «ТСЗВ» установлен тариф в размере 4129,22 руб/Гкал.

Табл. 11.2 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2015	2016	2017	2018	2019
1	АО «Татэнерго» филиал Набережночелнинские тепловые сети	1253,01	1213,97	1236,03	1304,63	1295,98
2	ООО «КамгэсЗЯБ»	951,56	994,384	1034,15	1075,42	1119,89

Табл. 11.3 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

№ ЕТО	Наименование ЕТО	2015	2016	2017	2018	2019
1	АО «Татэнерго» филиал Набережночелнинские тепловые сети	2516,66	2669,66	2720,17	2781,41	2647,60
2	ООО «КамгэсЗЯБ»	54,74	45,84	43,46	47,86	47,64

Табл. 11.4 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

Наименования поселения, городского округа, города федерального значения	2015	2016	2017	2018	2019

г. Набережные Челны	1246,59	1210,26	1232,86	1300,75	1292,87
---------------------	---------	---------	---------	---------	---------

Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в поселение N за A -ты год актуализации схемы теплоснабжения определяется в соответствии с формулой:

$$T_{N,A} = \frac{\sum_{i=1}^{i=M} (Q_i \times T_i)_A}{\sum_{i=1}^{i=M} Q_{i,A}}, \text{ руб./Гкал}$$

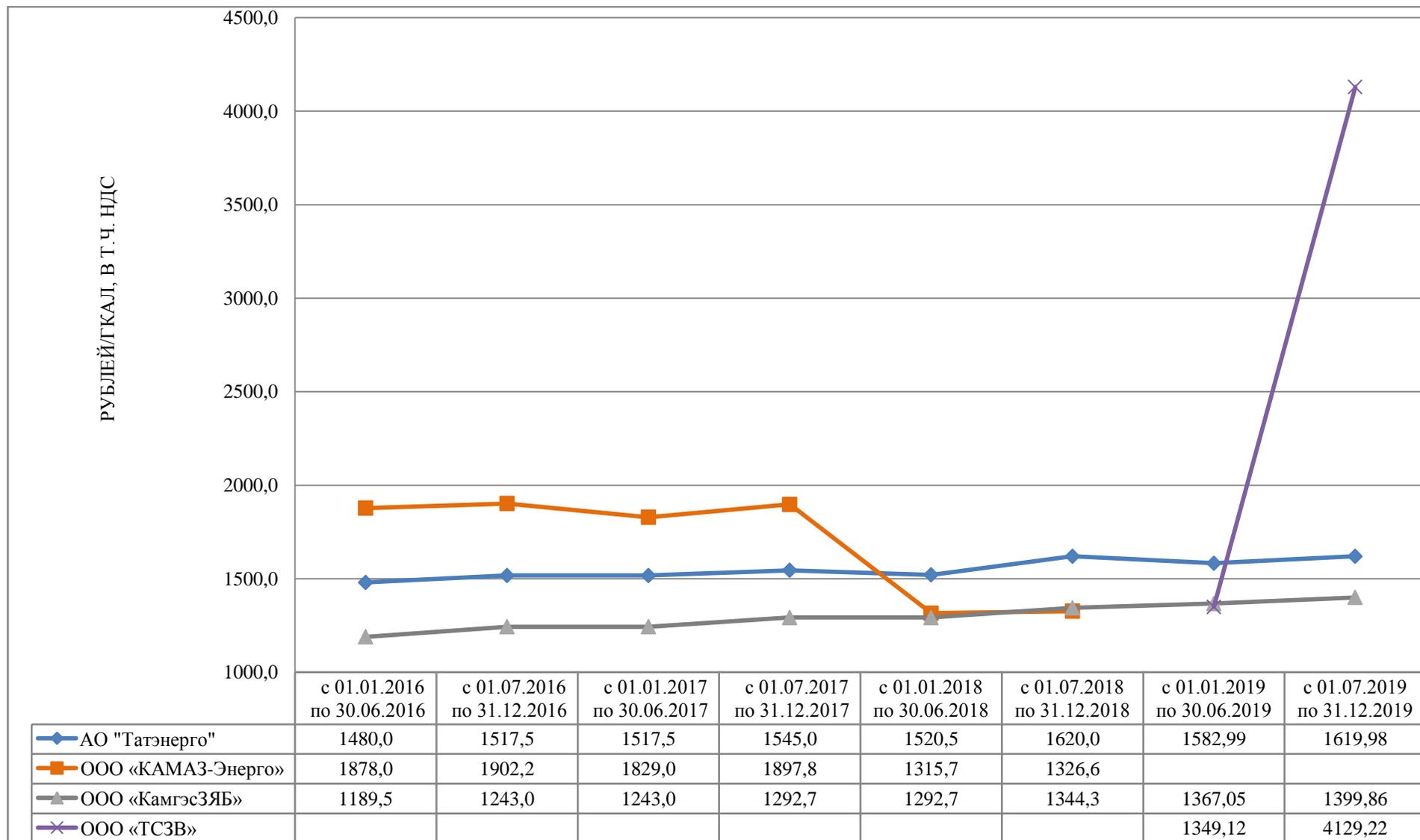
Где,

Q_i — количество тепла, отпущенного потребителям в A -тый год актуализации схемы i -тым единой теплоснабжающей организацией, утвержденной в поселении N , тыс. Гкал;

T_i — тариф (с НДС) на тепловую энергию, отпущенную потребителю в i -том единой теплоснабжающей организацией, утвержденной в поселении N в A -ты год актуализации схемы теплоснабжения руб./Гкал, т/ч;

M — количество единых теплоснабжающих организаций, утвержденных в поселении N в A -тый год актуализации схемы.

Рис. 11.1. Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны



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

Структура тарифов на осуществление регулируемого вида деятельности АО «Татэнерго» представлена в Табл. 11.5

Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии от Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлена в Табл. 11.6

Смета расходов, связанных с передачей тепловой энергии ООО «ТСЗВ» в Табл. 11.7

Табл. 11.5 Структура тарифов на осуществление регулируемого вида деятельности АО «Татэнерго» за 2018 и 2019 гг.

Показатель	Един. изм.	Год	
		2018	2019
Выработка, отпуск, полезный отпуск тепловой энергии НЧТЭЦ и БСИ			
Источник НЧТЭЦ			
Выработка тепловой энергии НЧТЭЦ с учётом с/н и х/н	тыс. Гкал	4 594,64	4 378,2
Затраты тепловой энергии НЧТЭЦ на собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	426,2	432,96
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (пар+вода)	тыс. Гкал	4 168,44	3 945,2
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в горячей воде, в т.ч:	тыс. Гкал	4 027,74	3 807,1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в паре	тыс. Гкал	140,7	138,1
Выработка электроэнергии всего	тыс. МВт-ч	3 419,50	3 578,26
Затраты э/э на собственные нужды	тыс. МВт-ч	296,2	296,05
Отпуск электроэнергии	тыс. МВт-ч	3 123,30	3 282,2
Расход топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т.	451,96	426,5
Расход топлива на выработку электроэнергии	тыс. т.у.т.	1 006,7	1 082,75
Расход топлива на выработку всего по ТЭЦ	тыс. т.у.т.	1 458,90	1 509,8
УРУТ на отпуск т/э	кг.у.т./Гкал	129,09	130,6
УРУТ на отпуск э/э	кг.у.т./МВт-ч	294,82	302,6
Источник КЦ БСИ			
Выработка тепловой энергии КЦ БСИ с учётом с/н	тыс. Гкал	94,07	67,7
Собственные нужды	тыс. Гкал	0,8	0,61
Отпуск тепловой энергии всего (пар+вода)	тыс. Гкал	93,27	67,1
Отпуск т/э в горячей воде	тыс. Гкал	55,14	25,0
Отпуск т/э в паре	тыс. Гкал	38,14	33,7
Расход условного топлива	тыс. т.у.т.	17,03	12,7
Потери тепловой энергии в сетях НЧТС от источников НЧТЭЦ и БСИ			
Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии через изоляционные конструкции теплосетей + тепловые потери при передаче тепловой энергии с потерей теплоносителя от источников НЧТЭЦ и КЦ БСИ	Гкал	501 870,95	429 309,09
Полезный отпуск			
Полезный отпуск от источников НЧТЭЦ и КЦ БСИ, в том числе:	тыс. Гкал	3 759,84	
Полезный отпуск по горячей воде от сетей НЧТС, источников НЧТЭЦ и КЦ БСИ	тыс. Гкал	2 781,41	2 647,6

Показатель	Един. изм.	Год	
		2018	2019
Полезный отпуск с коллекторов НчТЭЦ по горячей воде	тыс. Гкал	635,52	
Полезный отпуск с коллекторов НчТЭЦ по пару	тыс. Гкал	140,7	138,1
Полезный отпуск с коллекторов КЦ БСИ по пару	тыс. Гкал	38,14	33,7
Калькуляция расходов на производство тепловой энергии НчТЭЦ			
Сырье, основные материалы	тыс. руб.	23 864,03	37 354,48
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	16 640,42	18 992,69
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	2 043 923,41	2 141 421,84
Энергия	тыс. руб.	1 916,45	2 920,35
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	290 484,64	303 846,93
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	81 335,70	85 077,14
Амортизация основных средств	тыс. руб.	89 888,26	91 629,23
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	221 681,21	186 212,74
<i>Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>150 203,95</i>	<i>91 019,83</i>
Внереализационные расходы	тыс. руб.	167,44	222,16
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс. руб.	34 028,86	23 937,71
Налог на прибыль	тыс. руб.	8 507,21	5 984,43
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс. руб.	-82 323,42	-117 281,79
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	0	0
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	0	0
Итого НВВ на выработку т/э на НчТЭЦ, без НДС	тыс. руб.	2 730 114,21	2 780 317,89
НВВ на отпуск тепловой энергии НчТЭЦ в сети НЧТС в горячей воде	тыс. руб.	2 210 749,91	2 181 899,35
Расчетный тариф на т/э для потребителей с коллекторов от НЧТЭЦ (без НДС)	руб./Гкал	675,37	698,32
Калькуляция расходов на производство тепловой энергии КЦ БСИ			
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	1 411,13	1 722,87
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	493,63	3 855,95
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	74 880,95	60 889,42
Энергия	тыс.руб.	6 838,50	6 141,40
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	28 662,96	39 443,55
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	8 025,63	11 044,19
Амортизация основных средств	тыс. руб.	0	0
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	27 969,62	22 849,94
<i>Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>8 787,53</i>	<i>2 327,75</i>
<i>Амортизация в арендной плате</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Внереализационные расходы	тыс. руб.	0	0
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс. руб.	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс. руб.	16 103,34	18 126,38
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	0	0
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0	0
ИТОГО НВВ на выработку т/э на БСИ, без НДС	тыс.руб.	164 385,76	164 073,71
НВВ на отпуск тепловой энергии БСИ в сети НЧТС в горячей воде	тыс.руб.	93 609,79	74 526,18

Показатель	Един. изм.	Год	
		2018	2019
Расчетный тариф на т/э для потребителей с коллекторов от БСИ (без НДС)	руб./Гкал	1 526,58	2 058,96
Калькуляция расходов на передачу тепловой энергии			
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	41 074,46	34 034,17
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	101 992,07	57 915,00
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	0	0
Энергия	тыс.руб.	81 161,50	87 028,13
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	241 025,42	252 112,59
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	67 487,12	70 591,53
Амортизация основных средств	тыс.руб.	28 608,73	313 011,98
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс.руб.	643 941,32	284 880,51
<i>Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)</i>	<i>тыс.руб.</i>	<i>225 852,25</i>	<i>158 123,17</i>
Внереализационные расходы	тыс.руб.	23,16	74,55
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс.руб.	13 867,36	122 126,18
<i>в том числе прибыль на рахвитие производства</i>	тыс.руб.	-	-
Налог на прибыль	тыс.руб.	3 466,84	30 531,54
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс.руб.	29 753,52	3 480,65
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	23 699,75	-
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	-5 191,35	-36 926,30
ИТОГО НВВ на передачу, без НДС	тыс.руб.	1 270 909,90	1 218 860,54
Калькуляция расходов на сбыт тепловой энергии			
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	94,31	31,51
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	0	0
Топливо на технологические цели	тыс.руб.	0	0
Энергия	тыс.руб.	0	0
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	28 109,91	29 345,09
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	7 870,77	8 216,62
Амортизация основных средств	тыс.руб.	0	0
Прочие затраты всего, в том числе:	тыс.руб.	6 754,89	11 087,72
<i>Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)</i>	<i>тыс.руб.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Внереализационные расходы	тыс.руб.	20 799,91	0
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс.руб.	0	0
Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0
Корректировка за счет фактической НВВ	тыс.руб.	0	0
Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	0	0
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	0	0
ИТОГО НВВ на сбыт	тыс.руб.	63 629,79	48 680,94
ИТОГО НВВ. ТАРИФ			
НВВ на выработку от источников НчТЭЦ и КЦ БСИ, без НДС	тыс.руб.	4 229 039,66	
НВВ на отпуск от сетей НЧТС источников НчТЭЦ и КЦ БСИ, без НДС	тыс.руб.	3 638 899,39	3 523 967,01
Экономически обоснованный тариф, средневзвешенный, с учетом отпуска с коллекторов, (без НДС)	руб./Гкал	1 124,79	3441,02

Показатель	Един. изм.	Год	
		2018	2019
Расчетный тариф для потребителей от сетей НЧТС, (без НДС)	руб./Гкал	1 308,29	1331,00
Расчетный тариф для населения от сетей НЧТС, (с НДС)	руб./Гкал	1 543,79	1597,21

Табл. 11.6 Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии от Котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Год	
			2018	2019
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет	да	да
2	Выработано	Гкал	52963,606	53152,55
3	Собственные нужды котельных	Гкал	2800	3216,44
5	Потери	Гкал	2299	2299
6	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	47864,606	47637,11
6.1	Горячая вода	Гкал	23 359,99	21194,47
	Собственное потребление	Гкал	38543,646	26 442,64
	Бюджетные потребители	Гкал	5389,75	5 233,54
	Население	Гкал	2100,87	2 566,07
	Прочие потребители	Гкал	1830,34	1 745,78
6.2	Отборный пар в том числе:	Гкал	24504,624	26 442,64
6.2.2	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	Гкал		
6.2.3	от 7,0 до 13,0 кгс/кв.см	Гкал		
7	Топливо на технологические цели, в том числе:	тыс.руб.	39 506,92	39 320,12
7.1.	Газ природный	тыс.руб.		
7.1.1	Объем газа	тыс.м ³		
7.1.2	Цена газа	руб./тыс.м ³		
8	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс.руб.	1 139,66	645,72
8.1	Вода на технологические цели	тыс.руб.	747,63	190,14
8.1.1	Объем воды	тыс.м ³	77,55	19,31
8.1.2	Тариф	руб./м ³	9,64	9,85
8.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс.руб.	392,03	406,68
8.3	Водоотведение	тыс.руб.		48,90
8.3.1	Объем стоков	тыс.м ³		4,36
8.3.2	Тариф	руб./м ³		
9	Основная и доп. оплата труда производ.рабочих	тыс.руб.	3 333,74	3 595,44
10	Отчисления на соц. нужды с оплаты производ. рабочих	тыс.руб.	978,34	1132,56
11	Электроэнергия на технологические цели	тыс.руб.	3 843,24	3238,33
11.1	Количество электроэнергии	тыс.кВт.ч.	987,44	
	Тариф		3,89	
12	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс.руб.	3 319,68	5 123,72
12.1	Амортизация производ. оборудования	тыс.руб.	2 679,63	2 340,00
12.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	640,05	2 783,72
16	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в т.ч.:	тыс.руб.	5 591,14	2 641,25
16.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	2 338,32	799,54
16.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	690,49	251,85
16.3	Амортизация	тыс.руб.	0,23	328,00
16.4	Электроэнергия на хозяйственные нужды	тыс.руб.	331,54	210,18
16.5	Затраты на ремонт	тыс.руб.	1 072,55	65,32
16.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	48,66	56,94
16.7	Расходы на охрану труда	тыс.руб.	101,04	73,46
16.8	Прочие расходы	тыс.руб.	1 008,31	864,76
17	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	2 963,52	3 848,74
17.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	1 630,48	1 925,48
17.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	466,19	606,53
17.3	Амортизация	тыс.руб.	51,44	69,38
17.4	Электроэнергия	тыс.руб.	31,53	43,16
17.5	Затраты на ремонт	тыс.руб.	68,68	14,52
17.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс.руб.	5,26	2,55

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	Год	
			2018	2019
17.7	Средства на страхование	тыс.руб.	6,25	10,05
17.8	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	798,59
17.9	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы), в т.ч.:	тыс.руб.	1,11	374,94
17.10	налог на имущество	тыс.руб.		374,88
17.11	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс.руб.	1,11	0,06
17.12	Прочие расходы	тыс.руб.	702,58	411,30
18	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	60 676,24	59 545,88

Табл. 11.7 Смета расходов, связанных с передачей тепловой энергии ООО «ТСЗВ»

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	2018 год I-е полугодие	2019
1	Является ли организация плательщиком НДС	да, нет	да	да
2	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	9 526,30	24 265,76
3	Потери	Гкал	5 156,30	12 890,76
3.1	Горячая вода	Гкал	5 156,30	12 890,76
5	Полезный отпуск тепла всего	Гкал	4 370,00	11 375,00
5.1	Горячая вода	Гкал	4 370,00	11 375,00
I	Расходы на приобретение энергоресурсов	тыс.руб.	3 780,66	9 640,93
6	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс.руб.	3 780,66	9 640,93
6.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс.руб.	247,46	642,14
	объем		8,15	20,89
	<i>тариф Татэнерго</i>		30,38	30,74
6.2	потерь тепловой энергии	тыс.руб.	3 533,20	8 998,80
	<i>тариф Татэнерго</i>		685,22	698,08
7	Электрическая энергия на технологические цели	тыс.руб.		0,00
II	Операционные (подконтрольные) расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 389,50	6 921,46
8	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	1 683,72	5031,92
8.1.	<i>численность персонала</i>	<i>чел.</i>		13
	<i>СМЗП</i>			32255,91
10.2	Затраты на ремонт	тыс.руб.	351,12	939,01
12	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	90,32	241,56
12.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.		
12.7	Прочие расходы	тыс.руб.	90,32	241,56
13	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	264,34	708,98
13.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	224,79	602,9
13.13	Прочие расходы	тыс.руб.	39,55	106,07
III	Неподконтрольные расходы, в том числе		1 494,12	3 727,40
10.1	Амортизация производственного оборудования	тыс.руб.	578,97	1 286,60
9	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	508,48	1 519,64
12.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.		0,00
13.2	Отчисления на соц. нужды (АУП)	тыс.руб.	67,89	182,08
11	Аренда (лизинг) основного производственного оборудования	тыс.руб.	98,90	468,66

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед.изм.	2018 год II-е полугодие	2019
13.10	Арендная плата	тыс.руб.	108,34	
13.8	Средства на страхование	тыс.руб.	0,00	
13.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс.руб.	131,54	263,08
15	Внереализационные расходы	тыс.руб.	0,00	7,34
16	Прибыль, (-) убыток	тыс.руб.		0,00
19	НВВ	тыс.руб.	7 565,50	20 289,80
19.1	НВВ на сод сетей	тыс.руб.	4 032,30	10 648,86
20	Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб./Гкал	1 731,24	1867,84

Табл. 11.8 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м³

№	Наименование ЕТО		2015	2016	2017	2018	2019
1	АО «Татэнерго» филиал Набережночелнинские тепловые сети	компонент на холодную воду, руб/м ³	31,39	32,85	34,15	35,52	36,91
		компонент на тепловую энергию, руб/Гкал	1566,26	1517,46	1545,05	1583,16	1619,98

Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» не утверждаются.

Табл. 11.9 Тарифы на услуги по передачи тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

№	Наименование ЕТО	2015	2016	2017	2018	2019
1	ООО «Камаз-Энерго»	984,37	1228,41	1001,23	1063,55	-
2	ООО «Тепловые сети западного вывода»	-	-	-	-	1867,84

После перехода сетей Западного вывода в собственность ООО «ТСЗВ» договор между АО «Татэнерго» и ООО «КАМАЗ-Энерго» на оказание услуг прекратил свое действие, регулируемый вид деятельности по передаче тепловой энергии не осуществляется, тариф на услуги не утверждается.

Табл. 11.10 Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячее водоснабжения) в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб/м³

№	Наименование ЕТО	2015	2016	2017	2018	2019	
1	АО «Татэнерго» филиал Набережночелнинские тепловые сети	компонент на холодную воду, руб/м ³	31,39	32,85	34,15	35,52	36,91
		компонент на тепловую энергию, руб/Гкал	1566,26	1517,46	1545,05	1583,16	1619,98

11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения

Размер установленной платы за подключение к централизованным сетям теплоснабжения утверждается для филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети».

Табл. 11.11 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, тыс. рублей/Гкал/час

Год	Наименование	Примечание			
Плата за подключение (технологическое присоединение), тыс. руб./Гкал/час (без учета НДС)					
2105	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час	Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам № 6-86/тп от 10.12.2014			
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей			15,13	х
	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, в том числе:				
	канальная прокладка				
	50 - 250 мм			4 097,07	х
	251 - 400 мм			5 407,43	х
	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения				
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	15,13	х			
Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания					

Год	Наименование			Примечание
	(реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, в том числе:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	2 468,76	x	
	251 - 400 мм	4 884,13	x	
2016	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час			Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 16.10.2015 №6-101/тп
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	15,13	x	
	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, в том числе:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	4 097,07	x	
	251 - 400 мм	5 407,43	x	
	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения			
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	15,13	x	
	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, в том числе:			
	канальная прокладка			
50 - 250 мм	2 468,76	x		
251 - 400 мм	4 884,13	x		
2017	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час			

Год	Наименование			Примечание
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	15,13	х	Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам № 6-179/тп от 18.11.2016
	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, в том числе:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	4 097,07	х	
	251 - 400 мм	5 407,43	х	
	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения			
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	15,13	х	
	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, в том числе:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	2 468,76	х	
	251 - 400 мм	4 884,13	х	
2018	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Акционерного общества «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час			Постановление Государственного Комитета Республики Татарстан по тарифам № 6-181/тп от 01.12.2017
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	х	3,20	
	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, в том числе:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	х	2 177,93	
	251 - 400 мм	х	1 143,07	
2019	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Акционерного общества			

Год	Наименование			Примечание
	«Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час			Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам № 6-169/тп от 26.10.2018
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	x	3,532		
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, в том числе:				
канальная прокладка				
50 - 250 мм	x	2 271,32		
251 - 400 мм	x			

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.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий, в городе Набережные Челны в настоящее время не установлена.

Табл. 11.12 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Наименование	2018 год				2019 год			
	г. Набережные Челны (город) от НчТЭЦ		г. Набережные Челны (город) от КЦ БСИ		г. Набережные Челны (город) от НчТЭЦ		г. Набережные Челны (город) от КЦ БСИ	
	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/см ²	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см ²	Горячая вода	Пар 7,0- 13,0 кг/см ²	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см ²
Потребители, получающие тепловую энергию с коллекторов станций	15 941,05		10 908,24		16 674,34		11 410,02	
Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	51 076,43	0,00	46 043,62	0,00	53 425,94	0,00	48 161,62	0,00

12. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города.

12.1. Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ на водосборные, в поверхностные и подземные водные объекты

Основная деятельность АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ – производство электроэнергии, пара и горячей воды (тепловой энергии).

На 01.01.2019 г. установленная мощность Набережночелнинской ТЭЦ составляет:

- по электроэнергии – 1180 МВт,
- по теплу – 4682 Гкал/ч. (в том числе НчТЭЦ -4092 Гкал/ч, КЦБСИ - 590 Гкал/ч)

На существующее положение в процессе деятельности предприятия от 111 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них - 81 организованных и 30 неорганизованных, выделяется 46 вредных веществ и образующих 12 групп веществ вредного суммарного воздействия.

Валовые выбросы загрязняющих веществ составляют – 34497,34331 т/год.

Площадка №1 Набережночелнинской ТЭЦ расположена в промышленной зоне КамАЗа по ул. Тэцовский проезд, 76 и граничит:

- с северо-запада и юго-востока с промпредприятиями;
- с северо-востока – пустырями;
- с юго-востока – землями общего пользования;

С северо-запада от территории Набережночелнинской ТЭЦ на расстоянии 4390 м находятся жилые кварталы "Нового города". С юга на расстоянии 3728 м - н.п. Шильнебаш. С юго-востока на расстоянии 550 м расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

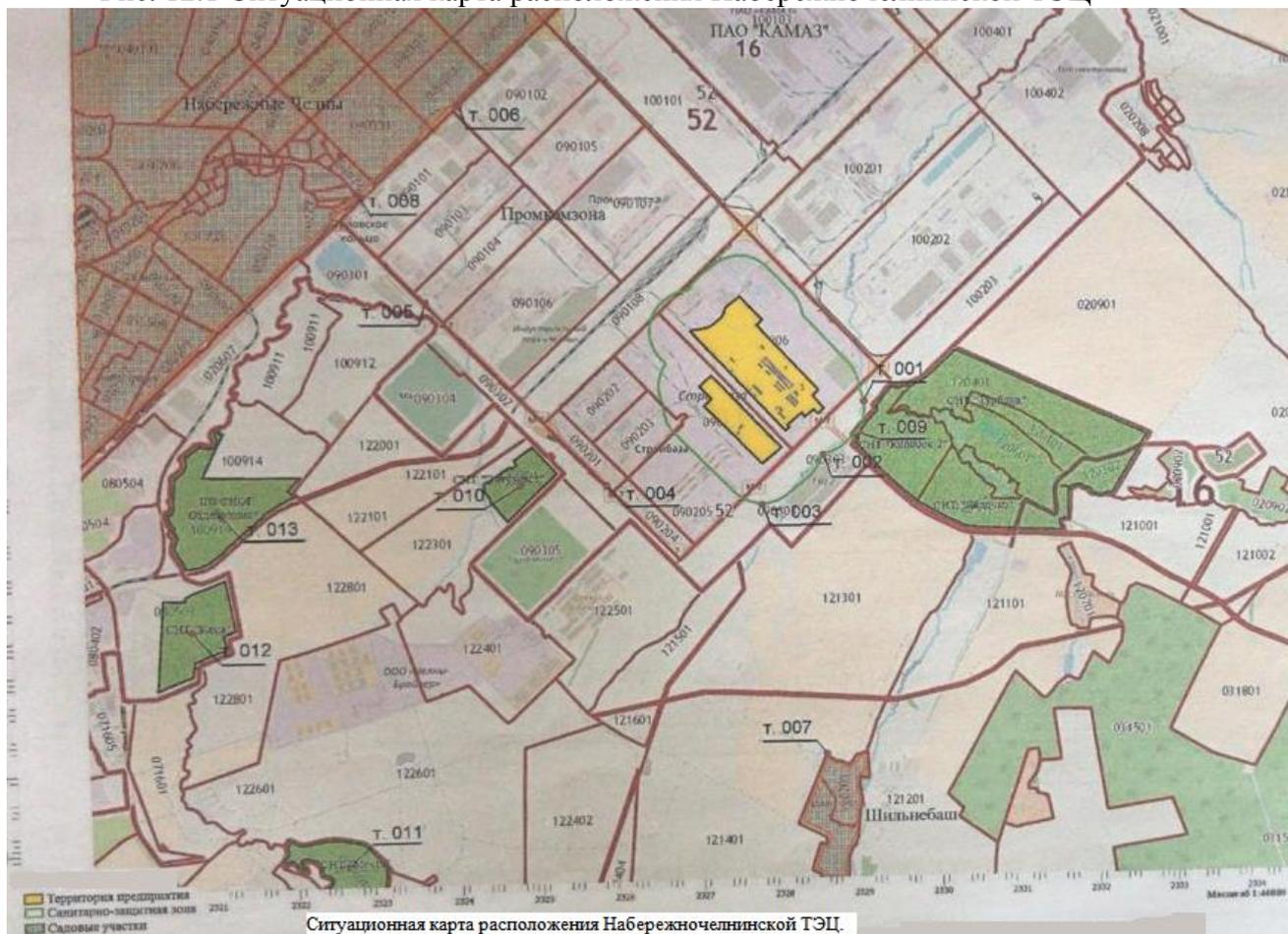
Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 (новая редакция) раздел 7.1.10., класс II. п.1. [9] (тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе) составляет - 500 метров от границы промплощадки.

Котельный цех БСИ Набережночелнинской ТЭЦ расположен в промзоне БСИ г. Набережные Челны по проезду Фабричный, 8.

Площадка №2 котельного цеха БСИ граничит с севера с домостроительным комбинатом ООО «ДОМКОР ИНДУСТРИЯ», с востока с ООО «Керамзитобетонный завод», с юга с ЗАО «Растворобетонный завод», с запада с производственно-коммерческой компанией ООО «Алиса»

Ближайшая жилая зона находится с северо-запада на расстоянии 1400м пос. Суар (Набережные Челны).

Рис. 12.1 Ситуационная карта расположения Набережночелнинской ТЭЦ



Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 (новая редакция) раздел 7.1.10., класс III. п.1. [9] (ТЭЦ и районные котельные тепловой мощностью 200 Гкал, работающие на газовом и газомазутном топливе (последний как резервный)) составляет - 300 метров от границы промплощадки.

Набережночелнинская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1971 году.

На станции работают 14 энергетических и 14 водогрейных котла с общей установленной мощностью: электрической – 1180 МВт, тепловой - 4092 Гкал/час. Суммарная максимальная нагрузка котлов составляет: по паровым - 6040 т/час, по водогрейным – 1512 Гкал/час.

12.2. Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлива на каждом объекте теплоснабжения

Основным видом топлива на ТЭЦ является природный газ (калорийность - 8089 ккал/м³), и мазут марки М-100 (калорийность - 9659 ккал/кг, содержание серы - 2,9 %), поступающий с Нижнекамского НПЗ.

Годовой расход топлива в исходный период и на перспективу до 2025 года составляет:

газ – 1502956.2 т.у.т. (99.58%),

мазут – 6780 т.у.т. (0.42%);

Установки для очистки дымовых газов на предприятии отсутствуют.

Котельный цех БСИ Набережночелнинской ТЭЦ предназначен для отопления и горячего водоснабжения промпредприятий и жилого сектора.

Паровая котельная оборудована тремя паровыми котлами марки ДКВР-20/13 (2 на консервации), одним паровым котлом марки ДКВР-10/13 и двумя водогрейными котлами ПТВМ-30М (оба на консервации).

Главный корпус оборудован четырьмя водогрейными котлами марки ПТВМ-100 (2 в резерве), тремя паровыми котлами марки ГМ-50/14 (1 на консервации).

Котельная работает только на отпуск пара потребителям.

Годовой расход топлива в исходный период составляет:

газ – 12702.4 т.у.т. (100%),

мазут – 0.0 т.у.т. (0,00%);

12.3. Описание источников выделения и выбросов загрязняющих веществ.

12.3.1. Источники выбросов загрязняющих веществ Набережночелнинской ТЭЦ

Источниками выделения и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от цехов и участков Набережночелнинской ТЭЦ являются:

Котлоагрегаты при сжигании природного газа и мазута. Выброс осуществляется через дымовые трубы (ист. 0001-0003). Загрязняющие вещества при работе котлоагрегатов на газе: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод оксид) и бенз(а)пирен. Загрязняющие вещества при работе котлоагрегатов на мазуте: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод (Сажа), сера диоксид (Ангидрид сернистый), углерод оксид), бенз/а/пирен и мазутная зола.

Маслобаки, маслостанции, неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов, баки кислотной промывки. Выбросы осуществляются через аэрационный фонарь (ист. 0092). Загрязняющие вещество: аммиак, соляная кислота, масло минеральное нефтяное;

Баки с гидразин гидратом с котельного цеха и склада гидразина при закачке и хранении, неплотности ЗРА, фланцевых соединений и насосов. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. 0004 – 0007, 0027) и воздушки (ист. 0093, 0094). Загрязняющее вещество – гидразин гидрат;

Неплотности оборудования, ЗРА и фланцевых соединений ГРП. Выбросы осуществляются через дефлекторы (ист. 0078, 0080, 0082) и свечи (ист. 0079, 0081, 0083).
Загрязняющее вещество: метан;

Маслосистемы турбин (неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов, фильтров, баков). Выброс осуществляется через дефлектора (ист. 0012). Масляные баки турбин при закачке и хранении, сливные коллекторы, отводящие пары масел и водород с картеров турбин. Выбросы осуществляются через дыхательные трубы (ист. 0013, 0014). Баки слива масел. Выбросы осуществляются через люки (ист. 6015) Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Эстакады слива масел с железнодорожных цистерн с маслостанции. Выброс осуществляется через люк ж/д цистерны (ист. 0018). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Резервуары с маслом. Выбросы осуществляются через дыхательные патрубки (ист. 6101). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Установки регенерации масел, неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов). Выброс осуществляется через вент. трубу (ист. 0019). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Эстакады слива раствора серной кислоты, с железнодорожных цистерн с реagentного хозяйства. Выброс осуществляется через люк ж/д цистерны (ист. 0020). Загрязняющее вещество - серная кислота;

Неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов при перекачки серной кислоты. Выброс осуществляется через вент. трубу (ист. 0021). Загрязняющее вещество - серная кислота;

Резервуары с серной кислотой с реagentного хозяйства, мерники с реagentного отделения №1, №2 при закачке и хранении. Выбросы осуществляются через вент. патрубки (ист. 0022, 0029, 0030). Загрязняющее вещество - серная кислота;

Неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов при перекачки серной кислоты в кислотном отделении. Выброс осуществляется через вент. трубу (ист. 0025), загрязняющие вещество - серная кислота;

Склад извести при разгрузке самосвалов, перегрузочных работах грейферным краном и хранении. Выброс осуществляется через вент. трубу (ист. 0026). Загрязняющее вещество - кальций оксид (Негашенная известь);

Сварочные посты, при электросварочных и газосварочных работах. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. 0008, 0009, 0011, 0016, 0017, 0028, 0031, 0033, 0041, 0043) и не организованно (ист. 6046, 0099, 6067, 6089). Загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (ДиЖелезо триоксид (Железа оксид)), марганец и его соединения, никель оксид, хром (Хром шестивалентный), азота диоксид (Азот (IV) оксид), углерод оксид, фториды газообразные и плохо растворимые, пыль неорганическая: 70-20 % SiO₂;

Металлообрабатывающие станки с цехов и участков при обработке чугунных изделий, стальных изделий с применением эмульсола для охлаждения и заточные станки. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. 0009, 0034, 0039, 0040, 0066). Загрязняющие вещества - диЖелезо триоксид (Железа оксид), пыль абразивная и эмульсол.

Резервуары с отработанным турбинным маслом при закачке и хранении. Выбросы осуществляются через воздушки (ист. 0038). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Неплотности фланцевых соединений трансформаторов. Выбросы осуществляются не организованно (ист. 6087). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Неплотности элегазовых выключателей. Выбросы осуществляются не организованно (ист. 6088). Загрязняющее вещество – сера гексафторид;

Хим. шкафы с лабораторий. Выбросы осуществляется через вент. трубы (ист. 0032, 0049, 0095, 0096, 0100, 0097, 0050, 0051, 0052, 0053, 0054, 0056, 0055). Загрязняющие вещества: серная кислота, азотная кислота, аммиак, соляная кислота, хром (Хром шестивалентный), пропан-2-он (Ацетон), бензин (нефтяной молосернистый), этанол (Спирт этиловый), тетрахлометан (Углерод четыреххлористый);

Резервуар приема кислых стоков с КНС. Выбросы осуществляется через дыхательную трубу (ист. 0084). Загрязняющее вещество - серная кислота;

Маслоуловители канализационных насосных станций промстоков. Выбросы осуществляется через не плотности люков (ист. 6085-6086). Загрязняющие вещество: углеводороды предельные C12-C19;

Аккумуляторы с аварийных аккумуляторных и СИКТ при зарядке. Выбросы осуществляется через вент. трубы (ист. 0035-0037, 0057). Загрязняющее вещество - серная кислота;

Деревообрабатывающие станки со столярного участка ЦТО. Выброс осуществляется через устье циклона (ист. 0044). Загрязняющее вещество – пыль древесная;

Емкости хранения масел со склада ГСМ. Выбросы осуществляются не организованно (ист. 6098). Загрязняющее вещество - масло минеральное нефтяное;

Электропаяльники при пайке. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. – 0047) и не организованно, через форточку (ист. 6058). Загрязняющие вещества - олово оксид, свинец и его неорганические соединения.

Эстакады слива мазута с железнодорожных цистерн с мазутного хозяйства. Выброс осуществляется через люк ж/д цистерны и лотки – не организованно (ист. 6060). Загрязняющие вещества – сероводород и углеводороды предельные C12-C19;

Приемные подземные емкости и резервуары с мазутом при закачке и хранении. Выбросы осуществляются через вент. патрубки (ист. 0061 - 0062). Загрязняющие вещества: сероводород и углеводороды предельные C12-C19;

Неплотности ЗРА, фланцевых соединений, насосов, фильтров при перекачке мазута с мазутных насосных. Выбросы осуществляются через вент. трубы (ист. 0063, 0065). Загрязняющие вещества: сероводород и углеводороды предельные C12-C19;

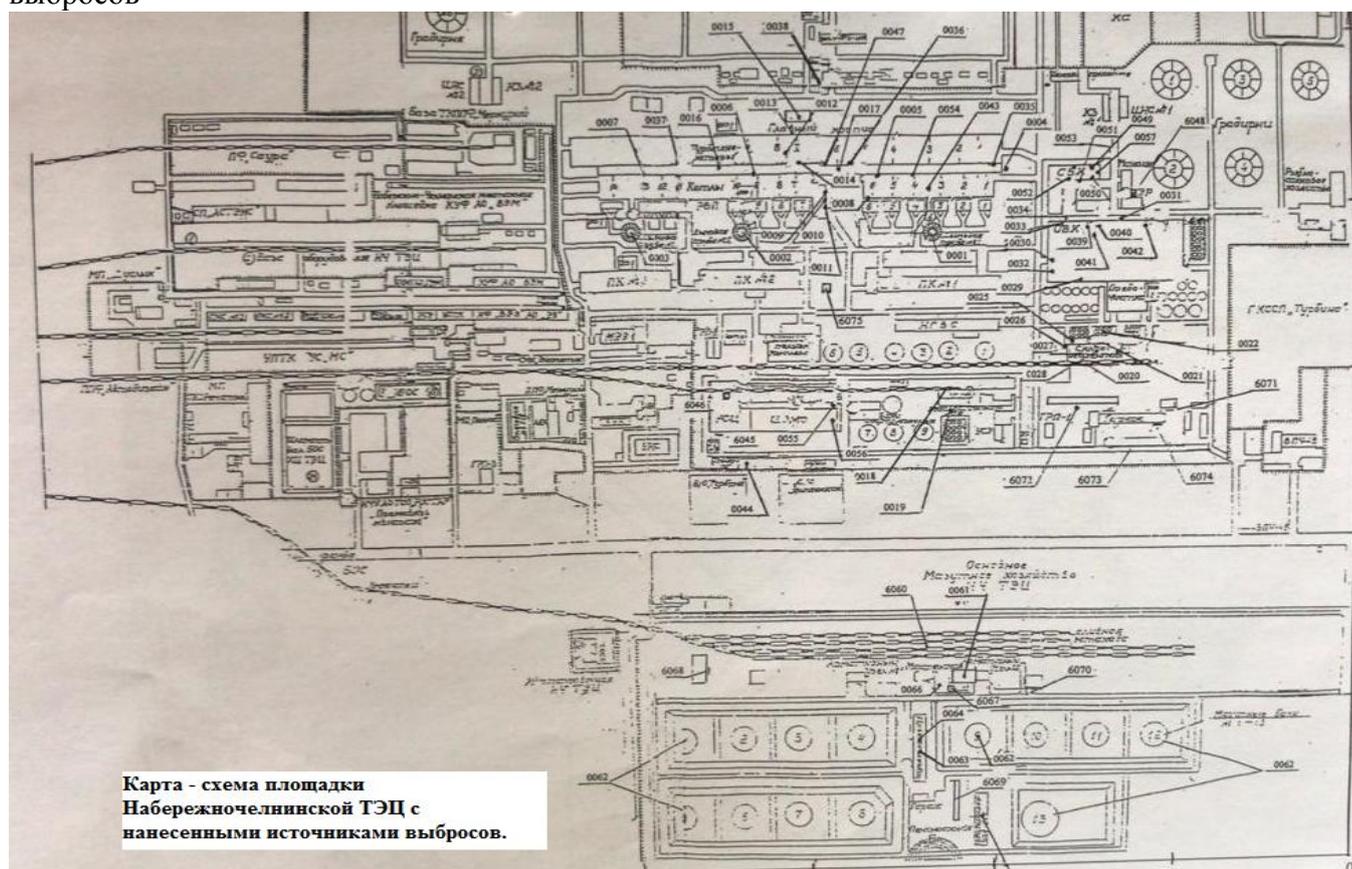
Двигатели тракторов, автопогрузчиков, и мотороллеров при: разогреве, выезде, заезде, маневрировании по территории. Выброс осуществляется не организованно (ист. 6068 – 6073, 6076). Загрязняющие вещества: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод (Сажа), сера диоксид (Ангидрид сернистый), углерод оксид, керосин, бензин (нефтяной малосернистый);

Покрасочные работы на площадке предприятия. Выброс осуществляется не организованно (ист. 6075). Загрязняющие вещества: метилбензол (Толуол), бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый), спирт изобутиловый, этанол (Спирт этиловый), этилцеллозольв, бутилацетат, этилацетат, пропан-2-он (Ацетон), сольвент нефти, уайт-спирит;

Двигатели бензопил и бензокос. Выброс осуществляется не организованно (ист. 6077). Загрязняющие вещества: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), сера диоксид (Ангидрид сернистый), углерод оксид, бензин (нефтяной, малосернистый);

Двигатели передвижных дизельных агрегатов. Выброс осуществляется неорганизованно (ист. 6089 – 6091). Загрязняющие вещества: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод (Сажа), сера диоксид (Ангидрид сернистый), углерод оксид, бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен), формальдегид, керосин.

Рис. 12.2 Схема площадки Набережночелнинской ТЭЦ с нанесенными источниками выбросов



12.3.2. Источники выбросов загрязняющих веществ котельного цеха БСИ

Источниками выделения и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельного цеха БСИ Набережночелнинской ТЭЦ являются:

Котлоагрегаты при сжигании природного газа, мазута. Выброс осуществляется через дымовую трубу (ист. 0001, 0002). Загрязняющие вещества при работе котлоагрегатов на газе: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод оксид) и бенз/а/пирен. Загрязняющие вещества при работе котлоагрегатов на мазуте: азота диоксид (Азот (IV) оксид), азот (II) оксид (Азота оксид), углерод (Сажа), сера диоксид (Ангидрид сернистый), углерод оксид), бенз/а/пирен и мазутная зола.

Металлообрабатывающие станки при обработке чугунных изделий, стальных изделий с применением эмульсола для охлаждения и заточные станки. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. 0003, 0004, 0006) и не организовано (ист. 6007) . Загрязняющие вещества - диЖелезо триоксид (Железа оксид), пыль абразивная и СОЛ;

Сварочные посты, при электросварочных и газосварочных работах. Выброс осуществляется через вент. трубы (ист. 0005), и не организовано (ист. 6017). Загрязняющие вещества: диЖелезо триоксид (ДиЖелезо триоксид (Железа оксид)), марганец и его соединения, азота диоксид (Азот (IV) оксид), углерод оксид, фториды газообразные;

Емкости с кислотой, мерники и не плотности ЗРА и фланцевых соединений с кислотного хозяйства. Выброс осуществляется через вент. трубу (ист. 0008) Загрязняющие вещество: серная кислота;

Неплотности насосов, ЗРА и фланцевых соединений и подогревателей мазута с мазутной насосной. Выбросы осуществляются через вент. трубу (ист. 0009) и не организованно (ист. 6010). Загрязняющие вещества: сероводород и углеводороды предельные C12-C19;

Резервуары с мазутом при закачке и хранении и эстакада слива. Выбросы осуществляются через вент. патрубки (ист. 6012) и люк автоцистерны (ист. 0011). Загрязняющие вещества: сероводород и углеводороды предельные C12-C19;

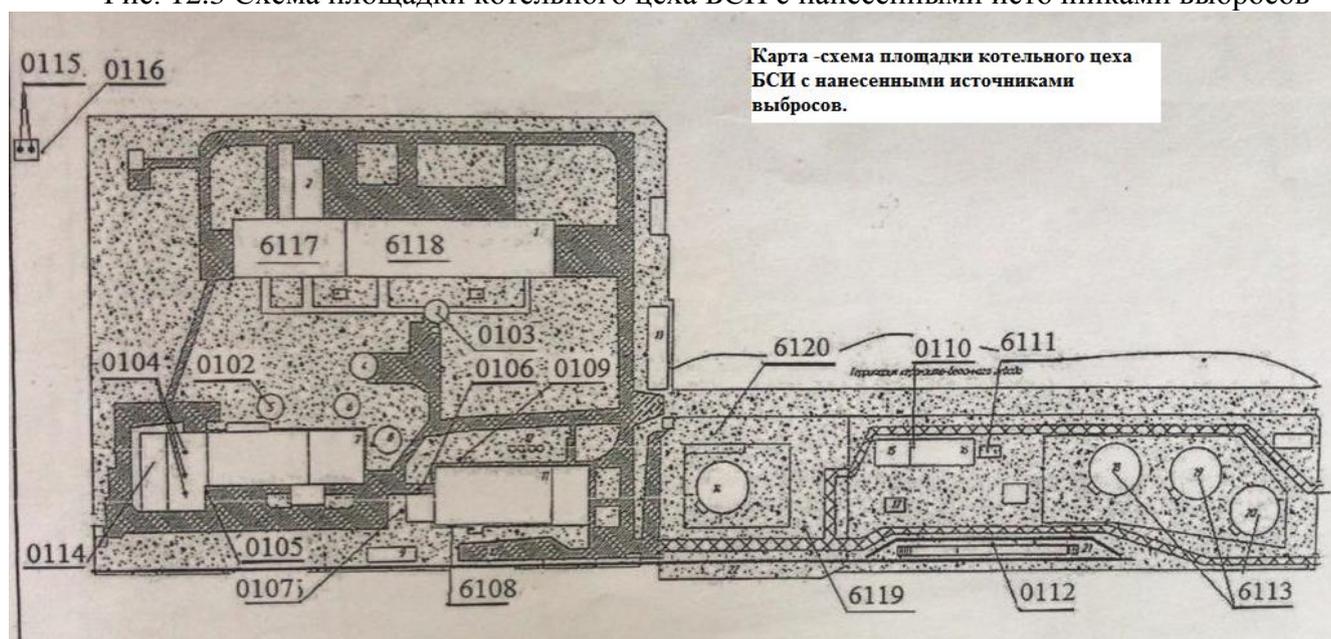
Хим. шкафы с лаборатории. Выбросы осуществляется через вент. трубы (ист. 0013). Загрязняющие вещества: аммиак, серная кислота, азотная кислота;

Неплотности оборудования, ЗРА и фланцевых соединений ГРП. Выбросы осуществляются через дефлекторы (ист. 0014) и свечи (ист. 0015). Загрязняющее вещество: метан;

Покрасочные работы на площадке предприятия. Выброс осуществляется не организованно (ист. 6016). Загрязняющие вещества: толуол, ксилол, бутан-1-ол, этанол, 2-этоксиэтанол, бутилацетат, пропан-2-он, уайт-спирит.

Двигатели тракторов, автопогрузчиков при: разогреве, выезде, заезде, маневрировании по территории. Выброс осуществляется не организованно (ист. 6018 – 6019). Загрязняющие вещества: азота диоксид (Азот (IV) оксид), углерод черный, сера диоксид, углерод оксид), бензин нефтяной, керосин.

Рис. 12.3 Схема площадки котельного цеха БСИ с нанесенными источниками выбросов



12.4. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, их очистка и утилизация.

Код по ОКЕИ: тонна - 168

Табл. 12.1

№ строки	Код загрязняющего вещества	Загрязняющие вещества	Выбрасываются без очистки		Поступило на очистные сооружения - всего	Из поступивших на очистку – уловлено и обезврежено		Всего выброшено в атмосферу загрязняющих веществ за отчетный год
			всего	в т.ч. от организованных источников загрязнения		всего	из них утилизировано	
101	0001	Всего (102 ÷ 103)	2957,263	2724,682	0,102	0,097	0,097	2957,268
102	0002	в т.ч.: твердые	2,819	2,607	0,102	0,097	0,097	2,824
103	0004	Газообразные и жидкие (104÷ 109)	2954,444	2721,875	-	-	-	2934,444
104	0330	из них: диоксид серы	314,715	314,710	-	-	-	314,715
105	0337	оксид углерода	259,637	1 81,332	-	-	-	259,637
106	0012	оксид азота (в пересчете на NO ₂)	2364,305	2219,426	-	-	-	2364,305
107	0401	углеводороды (без летучих органических соединений)	5,023	5,023	-	-	-	5,023
108	0060	летучие органические соединения (ЛОС)	10,657	1,328	-	-	-	10,657
109	0005	прочие газообразные и жидкие	0,107	0,056	-	-	-	0,107

Коды даны в соответствии с «Перечнем и кодами веществ, загрязняющих атмосферный воздух», Санкт Петербург, 2012

Табл. 12.2

№ строки	Код загрязняющего вещества	Загрязняющие вещества	Выброс в атмосферу специфических загрязняющих веществ за отчетный год
201	073	Бенз(а)пирен	0,001
202	0322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	0,020
203	0410	Метан	5,023
204	0128	Кальций оксид (Негашеная известь)	0,035
205	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,005
206	031 6	Гидрохлорид (Водород хлористый. Соляная кислота) (по молекуле HCl)	0,001
207	0328	Углерод черный (Сажа)	1,247
208	0333	Сероводород	0,034
209	0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор) — гидрофторид, кремний тетрафторид (Фтористые соединения газообразные (фтористый водород, четырехфтористый кремний)] (в пересчете на фтор)	0,004
210	0616	Ксилол (смесь изомеров о-. м-. п-)	0,860
211	0621	Толуол	0,142
212	0906	Тетрахлорметан (углерод четыреххлористый)	0,001
213	1210	Бутилацетат	0,020
214	1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,376
215	2704	Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод)	0,012
216	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,577
217	2904	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий)	1,413
218	2908	Пыль неорганическая: 70 - 20% двуокиси кремния (Шамот. Цемент и др.)	0,00
219	8868	другие вещества	8,838

12.5. Источники загрязнения атмосферы.

Табл. 12.3

№ строки		Количество источников загрязнения атмосферы на конец года, единиц		Разрешенный выброс в атмосферу загрязняющих веществ, тонн	Фактически выброшено в атмосферу загрязняющих веществ, тонн
		всего	из них организованных		
301	Всего:	111	81	34495,903	2957,268
302	в том числе с установленными нормативами: предельно допустимого выброса (ПДВ)	111	81	34495,903	2957,265
303	временно согласованного выброса (ВСВ)				

- сбросы ЗВ на водосборные площади, в поверхностные и подземные водные объекты **НЧТЭЦ не осуществляет.**

- отходы шлака от зачистки котлов, образующиеся при сжигании мазута, передаются на рекультивацию. Максимальное значение за 2016 год (наибольшее сжигание мазута) - **139,3 т/год., за 2019 г. – 58,3 т.**

12.6. Сведения о залповых и аварийных выбросах.

Согласно РД 153-34.0-02.303-98 пункт 2.9: “Залповые выбросы в атмосферу имеют место при очистке поверхностей нагрева, в пусковых и переходных режимах работы котлов.

Однако методика расчета залповых выбросов загрязняющих веществ от котлов отсутствует. Согласно письму ОРГРЭС № 13205 от 20.03.2002 г.: “Залповые выбросы оксидов азота при эксплуатации котлов в соответствии с режимными картами, включая переходные режимы (с одной нагрузки на другую, с одного топлива на другое), отсутствуют. Залповые выбросы окиси углерода имеют место при переходных режимах работы котлов. По опыту ОРГРЭС выбросы окиси углерода при переходных режимах могут достигать десятикратного превышения выбросов при стационарных режимах”.

При очистке поверхностей нагрева котлов также имеют место залповые выбросы мазутной золы (в пересчете на ванадий). Методика расчета отсутствует. По рекомендации ОРГРЭС для расчета залповых выбросов мазутной золы может быть применен повышающий коэффициент 1,1 в соответствии с РД 153-34.01-02.316-99.

Возможность аварийных выбросов отсутствует в связи с тем что:

- все существующие и вновь устанавливаемые котлы оснащены системой автоматического регулирования процесса горения (воздух – топливо), и при выходе из строя вспомогательного оборудования автоматически снижается нагрузка котла или происходит его аварийное отключение. Например, при аварийном выходе из строя дутьевого вентилятора или дымососа котлоагрегат под действием автоматических защит и блокировок отключается;

- переход котлов на сжигание с одного вида топлива на другое осуществляется постепенно, в течение нескольких часов с обязательно включенной системой автоматического регулирования процесса горения (воздух – топливо), что исключает возможность резкого повышения расхода топлива сверх нормативного, на который произведен расчет, а следовательно, и возможность аварийных выбросов.

Таким образом, технологический процесс сжигания топлива на котлах и производство на этой основе электрической и тепловой энергии исключает возможность образования аварийных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Перечень источников залповых выбросов представлен в Табл. 12.4

Табл. 12.4 Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств и источников выбросов	Наименование загрязняющих веществ	Выброс вещества, г/сек		Периодичность выбросов (число выбросов в год)	Продолжительность ед. выброса, мин	Годовой выброс т/год
		по регламенту	залповый			
ТЭЦ						
Переходные и пусковые режимы работы котлов						
Котельный цех ист. 0001	Оксид углерода	33,027045	74,93212	18	30	10,70076
Котельный цех ист. 0002	Оксид углерода	21,408213	74,90686	12	30	4,624174
Котельный цех ист. 0003	Оксид углерода	51,701907	168,86112	12	30	11,167612
Очистка поверхности нагрева котлов						
Котельный цех ист. 0001	Мазутная зола	9,694435	2,62078	18	30	0,34551
Котельный цех ист. 0002	Мазутная зола	6,901123	2,620784	12	30	0,163971
Котельный цех ист. 0003	Мазутная зола	5,561977	3,063606	12	30	0,132153
Котельный цех БСИ						
Переходные и пусковые режимы работы котлов						
Котельный цех ист. 0001	Оксид углерода	2,288236	6,021679	2	30	0,082376
Котельный цех ист. 0002	Оксид углерода	12,985034	57,607682	12	30	2,80477

12.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.

От источников выбросов предприятия в атмосферу выделяется: 46 ингредиентов и 12 групп веществ, обладающих эффектом суммации.

Выбрасываемые вещества относятся к 1, 2, 3, 4 классам опасности.

Валовый выброс веществ 1 класса опасности от общей массы выброса составляют менее 0,00001%, 2 класса опасности – 0,45%, 3 класса опасности – 97,33%, 4 класса опасности – 2,19%, с установленными ОБУВ – 0,03%.

Основной вклад по валовым выбросам от источников предприятия вносят: сера диоксид – 86,30%, азота диоксид (Азот (IV) оксид) – 9,14%, углерод оксид – 2,14%, азот (II) оксид (Азота оксид) – 1,49%.

Эффектом суммации вредного действия обладают:

- 6003 – аммиак и сероводород;
- 6004 – аммиак, сероводород и формальдегид;
- 6005 – аммиак и формальдегид;
- 6006 – азота диоксид (Азот (IV) оксид) и оксид, сера диоксид (Ангидрид сернистый), мазутная зола;
- 6034 – свинец и его соединения, сера диоксид (Ангидрид сернистый);
- 6035 – сероводород и формальдегид;
- 6041 – сера диоксид (Ангидрид сернистый) и кислота серная;
- 6043 – сера диоксид (Ангидрид сернистый) и сероводород;
- 6045 – азотная кислота, гидрохлорид и серная кислота;
- 6053 – фториды плохо растворимые и фтористый водород.
- 6204 – азота диоксид (Азот (IV) оксид) и сера диоксид (Ангидрид сернистый);
- 6205 – сера диоксид (Ангидрид сернистый) и фтористый водород;

Согласно СанПиН 1.2.2353-08 [10] в выбросе загрязняющих веществ в атмосферу от источников предприятия присутствуют вещества, отнесенные к канцерогенам - никель оксид, хром шестивалентный, бенз/а/пирен, пыль древесная, формальдегид. Вклад веществ, отнесенных к канцерогенам, в загрязнение атмосферного воздуха (по валовому выбросу) составляет 0,0006%.

Наименования, группы суммации, коды, классы опасности, предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) веществ приняты по «Перечню и кодам веществ, загрязняющих атмосферный воздух» [11].

Перечень загрязняющих веществ на существующее положение и на перспективу представлены в Табл. 12.5 - Табл. 12.7

Табл. 12.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (всего по предприятию)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец)	ПДК м/р	1,00e-03	1	0,000012	0,00004
0203	Хром (Хром шестивалентный)	ПДК с/с	1,50e-03	1	0,00041	0,000414
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	1,00e-06	1	0,000973	0,002954
	I чрезвычайно опасные				0,001395	0,003408
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	ПДК м/р	0,01	2	0,00259	0,006373
0164	Никель оксид (в пересчете на никель)	ПДК с/с	1,00e-03	2	0,000637	0,000198
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO ₃)	ПДК м/р	0,40	2	0,000568	0,001126
0316	Соляная кислота	ПДК м/р	0,20	2	0,044542	0,079091
0322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	ПДК м/р	0,30	2	0,001386	0,000934
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	ПДК м/р	0,01	2	0,011912	0,025788
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02	2	0,002357	0,005222
0344	Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,20	2	0,004152	0,003177
0906	Тетрахлорметан (Углерод четыреххлористый)	ПДК м/р	4,00	2	0,000986	0,001452
1325	Формальдегид	ПДК м/р	0,05	2	0,00615	0,000216
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий)	ПДК с/с	2,00e-03	2	24,151631	155,457087
	II высоко опасные				24,226911	155,580664
0123	диЖелезо триоксид (ДиЖелезо триоксид (Железа оксид))	ПДК с/с	0,04	3	0,078864	0,185134
0168	Олово оксид	ПДК с/с	0,02	3	0,000006	0,00002
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид) (Азот (IV) оксид)	ПДК м/р	0,20	3	527,719569	3153,271193
0304	Азот (II) оксид (Азот (II) оксид (Азота оксид))	ПДК м/р	0,40	3	85,742302	512,385872
0328	Углерод (Углерод (Сажа))	ПДК м/р	0,15	3	19,513024	129,650546
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	ПДК м/р	0,50	3	4473,365784	29771,35351
0616	Диметилбензол (Ксилол)	ПДК м/р	0,20	3	0,204076	2,99548
0621	Метилбензол (Толуол)	ПДК м/р	0,60	3	0,065886	1,35674
1042	Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый)	ПДК м/р	0,10	3	0,05718	2,33476
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	ПДК м/р	0,30	3	0,001762	0,002789
	III умеренно опасные				5106,74845	33573,53605
0303	Аммиак	ПДК м/р	0,20	4	0,000683	0,000353
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5,00	4	458,880351	736,631637
1048	Спирт изобутиловый	ПДК м/р	0,10	4	0,007871	0,0017
1061	Этанол (Спирт этиловый)	ПДК м/р	5,00	4	0,00166	0,04158
1210	Бутилацетат	ПДК м/р	0,10	4	0,067391	1,55444
1240	Этилацетат	ПДК м/р	0,10	4	0,018912	0,41506
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	ПДК м/р	0,35	4	0,00151	0,0378
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	ПДК м/р	5,00	4	0,041808	0,982414
2754	Углеводороды предельные C12-C19	ПДК м/р	1,00	4	0,075187	0,140986

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
	<i>IV мало опасные</i>				468,333381	756,203194
0128	Кальций оксид (Негашенная известь) (Негашенная известь)	ОБУВ	0,30		0,0211	0,03523
0369	Сера гексафторид (ОС-6-11)	ОБУВ	20,00		0,000038	0,001188
0410	Метан	ОБУВ	50,00		29,558862	5,099833
1119	Этилцеллозольв	ОБУВ	0,70		0,014364	0,33126
2005	Гидразин гидрат	ОБУВ	1,00e-03		0,003358	0,02664
2732	Керосин	ОБУВ	1,20		0,163509	0,060228
2735	Масло минеральное нефтяное	ОБУВ	0,05		0,045981	0,607672
2750	Сольвент нефти	ОБУВ	0,20		0,05355	1,33754
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,00		0,196686	2,81103
2861	Эмульсол	ОБУВ	0,01		0,000088	0,000145
2930	Пыль абразивная (Корунд белый)	ОБУВ	0,04		0,02063	0,058908
2936	Пыль древесная	ОБУВ	0,50		0,06227	0,20959
	<i>Без класса опасности (ОБУВ)</i>				30,140436	10,579264
Всего веществ :46					5629,45054	34495,90253
в том числе твердых:15					43,861386	285,639051
жидких/газообразных:31					5585,589156	34210,26348
	Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:					
6003	(2) 303 333					
6004	(3) 303 333 1325					
6005	(2) 303 1325					
6006	(4) 301 304 330 2904					
6034	(2) 184 330					
6035	(2) 333 1325					
6041	(2) 322 330					
6043	(2) 330 333					
6045	(3) 302 316 322					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

Табл. 12.6 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по площадке №1 – Набережночелнинская ТЭЦ

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	ПДК с/с	0,04	3	0,059130	0,139128
0128	Кальций оксид (Негашеная известь)	ОБУВ	0,30		0,021100	0,035230
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	ПДК м/р	0,01	2	0,002297	0,005919
0164	Никель оксид (в пересчете на никель)	ПДК с/с	1,00е-03	2	0,000637	0,000198
0168	Олово оксид	ПДК с/с	0,02	3	0,000006	0,000020
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец)	ПДК м/р	1,00е-03	1	0,000008	0,000030
0203	Хром (Хром шестивалентный) (в пересчете на хрома (VI) оксид)	ПДК с/с	1,50е-03	1	0,000382	0,000375
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	ПДК м/р	0,20	3	512,251694	3115,786918
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	ПДК м/р	0,40	2	0,000068	0,000051
0303	Аммиак	ПДК м/р	0,20	4	0,000634	0,000247
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	ПДК м/р	0,40	3	83,229662	506,297415
0316	Соляная кислота	ПДК м/р	0,20	2	0,001254	0,000650
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	ПДК м/р	0,30	2	0,002886	0,017639
0328	Углерод (Сажа)	ПДК м/р	0,15	3	18,573667	129,643897
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	ПДК м/р	0,50	3	4258,318352	29771,227367
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	ПДК м/р	0,01	2	0,041485	0,078280
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5,00	4	385,702919	695,795907
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02	2	0,002187	0,005038
0344	Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,20	2	0,004152	0,003177
0369	Сера гексафторид (ОС-6-11)	ОБУВ	20,00		0,000038	0,001188
0403	Гексан	ПДК м/р	60,00	4	0,005556	0,001200
0410	Метан	ОБУВ	50,00		22,969514	3,284871
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	ПДК м/р	0,20	3	0,106420	2,657980
0621	Метилбензол (Толуол)	ПДК м/р	0,60	3	0,052460	1,310340
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	1,00е-06	1	0,000951	0,002721
0906	Тетрахлорметан (Углерод четыреххлористый)	ПДК м/р	4,00	2	0,000986	0,001452
1042	Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый)	ПДК м/р	0,10	3	0,052840	2,319760
1048	Спирт изобутиловый	ПДК м/р	0,10	4	0,001660	0,041580
1061	Этанол (Спирт этиловый)	ПДК м/р	5,00	4	0,063340	1,540440
1119	Этилцеллозольв	ОБУВ	0,70		0,012940	0,323260
1210	Бутилацетат	ПДК м/р	0,10	4	0,016250	0,405860
1240	Этилацетат	ПДК м/р	0,10	4	0,001510	0,037800
1325	Формальдегид	ПДК м/р	0,05	2	0,006150	0,000216
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	ПДК м/р	0,35	4	0,039667	0,975014
2005	Гидразин гидрат	ОБУВ	1,00е-03		0,003358	0,026640
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	ПДК м/р	5,00	4	0,075187	0,140986
2732	Керосин	ОБУВ	1,20		0,158110	0,055250
2735	Масло минеральное нефтяное	ОБУВ	0,05		0,045981	0,607672

2750	Сольвент нефтя	ОБУВ	0,20		0,053550	1,337540
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,00		0,099030	2,473530
2754	Углеводороды предельные C12-C19	ПДК м/р	1,00	4	8,604262	16,230720
2868	Эмульсол	ОБУВ	0,05		0,000073	0,000134
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий)	ПДК с/с	2,00e-03	2	22,920766	155,429858
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	ПДК м/р	0,30	3	0,001762	0,002789
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	ОБУВ	0,04		0,015330	0,040210
1	2	3	4	5	6	7
2936	Пыль древесная	ОБУВ	0,50		0,062270	0,209590
Всего веществ: 46					5313,582480	34408,496087
в том числе твердых: 15					41,665815	285,539782
жидких/газообразных: 31					5271,916665	34122,956305
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6003	(2) 303 333					
6004	(3) 303 333 1325					
6005	(2) 303 1325					
6006	(4) 301 304 330 2904					
6007	(4) 301 337 403 1325					
6034	(2) 184 330					
6035	(2) 333 1325					
6041	(2) 322 330					
6043	(2) 330 333					
6045	(3) 302 316 322					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

Табл. 12.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по площадке №2 – Котельный цех БСИ

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид)	ПДК с/с	0,04	3	0,019734	0,046006
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	ПДК м/р	0,01	2	0,000293	0,000454
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	ПДК м/р	0,20	3	15,467874	37,484275
0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	ПДК м/р	0,40	2	0,000500	0,001075
0303	Аммиак	ПДК м/р	0,20	4	0,000049	0,000106
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	ПДК м/р	0,40	3	2,512640	6,088457
0316	Соляная кислота	ПДК м/р	0,20	2	0,000132	0,000284
0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	ПДК м/р	0,30	2	0,009026	0,008149
0328	Углерод (Сажа)	ПДК м/р	0,15	3	0,939357	0,006649
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	ПДК м/р	0,50	3	215,047432	0,126146
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	ПДК м/р	0,01	2	0,003057	0,000811
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5,00	4	73,177431	40,835730
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02	2	0,000170	0,000184

0403	Гексан	ПДК м/р	60,00	4	0,002315	0,000500
0410	Метан	ОБУВ	50,00		6,589348	1,814962
0616	Диметилбензол (Ксилол)	ПДК м/р	0,20	3	0,097656	0,337500
0621	Метилбензол (Толуол)	ПДК м/р	0,60	3	0,013426	0,046400
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	1,00e-06	1	0,000022	0,000233
1042	Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый)	ПДК м/р	0,10	3	0,004340	0,015000
1061	Этанол (Спирт этиловый)	ПДК м/р	5,00	4	0,004051	0,014000
1119	Этилцеллозольв	ОБУВ	0,70		0,001424	0,008000
1210	Бутилацетат	ПДК м/р	0,10	4	0,002662	0,009200
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	ПДК м/р	0,35	4	0,002141	0,007400
2732	Керосин	ОБУВ	1,20		0,005399	0,004978
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,00		0,097656	0,337500
2754	Углеводороды предельные C12-C19	ПДК м/р	1,00	4	0,633746	0,166504
2868	Эмульсол	ОБУВ	0,05		0,000015	0,000011
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций (в пересчете на ванадий)	ПДК с/с	2,00e-03	2	1,230865	0,027229
2930	Пыль абразивная (Корунд белый,	ОБУВ	0,04		0,005300	0,018698
Всего веществ: 29					315,868062	87,406441
в том числе твердых: 6					2,195571	0,099269
жидких/газообразных: 23					313,672491	87,307172
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6003	(2) 303 333					
6006	(4) 301 304 330 2904					
6041	(2) 322 330					
6043	(2) 330 333					
6045	(3) 302 316 322					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

12.7.1. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ – 111, в том числе организованных источников - 81, неорганизованных - 30.

Согласно Методики расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих веществ) в атмосферном воздухе, утвержденные приказом Минприроды России от 6 июня 2017 г. №273 количество высоких источников (H>50 м) - 4, источников средней высоты (H=10...50 м) - 34, низких источников (H=2...10 м) – 55, наземных источников (H<=2 м) – 18.

Секундные выбросы вредных веществ (г/сек) определены для каждого загрязняющего вещества, исходя из режима работы оборудования при максимальной нагрузке.

При расчете валовых выбросов (т/год) принято среднее время работы технологического оборудования.

12.7.2. Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета нормативов ПДВ.

Исходными данными (г/с, т/год), принятыми для расчета нормативов ПДВ, являются материалы инвентаризации и проекта ПДВ 2016 г.

Корректировка проекта ПДВ проводилась в связи с перераспределением топливного баланса на котлоагрегатах котельного цеха БСИ и пересчета выбросов загрязняющих веществ на котлоагрегатах ТЭЦ по новым режимным картам.

Для расчета выбросов ЗВ от источников предприятия были использованы методики, согласованные Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), ОАО «НИИ Атмосфера».

Расчеты максимально-разовых и валовых выбросов от котельных установок определялись согласно РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС» [12].

12.7.3. Проведение расчетов рассеивания и определения приземных концентраций.

Расчет концентраций и рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе выполнен по программам ПДВ «Эколог» версия 4.60 и УПРЗА «Эколог» версии 4.5, разработанной фирмой «Интеграл» г. Санкт-Петербург.

ПДВ «Эколог» и УПРЗА «Эколог» - программы автоматизированного расчета концентраций и рассеивания вредных примесей в атмосфере с учетом влияния застройки, реализующая «Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе», утвержденную приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 06.06.2017 №273. Расчеты производились в 2018 году.

12.7.4. Исходные данные для расчета.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере приняты согласно справки №10/193 от 31.01.2012 г. Управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды Республики Татарстан, а также значения фоновых концентраций согласно справки №12/676 от 22.03.2018 г. и №12/677 от 22.03.2018 г.

Согласно письму №12-50/7690-ОГ от 16.09.2016 г. Министерства природных ресурсов и экологии РФ на ситуационных картах расположения промплощадки принята местная система координат (МСК-16), ось «Y» имеет направление на север, ось «X» - на восток.

Размеры расчетных прямоугольников выбраны таким образом, чтобы зоны влияния выбросов предприятия не выходили за границы прямоугольника. Расчеты проводились для промплощадки №1 на карте (М 1:46000) в прямо-угольнике с размерами сторон 14900 м * 11200 м в узлах сетки с шагом 100 м, для промплощадки №2 на карте (М 1:15000) в прямоугольнике с размерами сторон 3500 м * 2400 м в узлах сетки с шагом 100 м

При проведении расчета использован набор метеопараметров, обеспечивающий наибольшую точность нахождения максимальной концентрации при переборе скоростей и направлений ветра (перебор скорости через 0,1 м/с, направлений ветра через 1 градус).

Согласно “Методическому пособию по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух” [4], “если предприятие расположено в промышленной зоне, то соблюдение критериев качества атмосферного воздуха проверяется на границе единой СЗЗ данной промышленной зоны, а при ее отсутствии на границе промышленной зоны”.

Чтобы показать концентрации загрязняющих веществ на границе жилой зоны, санитарно-защитной зоны, промышленной зоны и зоны отдыха (садовые участки) произведен расчет в заданных точках с координатами:

Табл. 12.8 Данные для расчета

Код	Координаты (м)		Высота (м)	Тип точки	Комментарий
	X	Y			
Площадка №1					
1	2329022,5	464548,0	2,00	на границе СЗЗ	Восток
2	2328502,5	463877,0	2,00		Юго-восток
3	2327737,5	463258,0	2,00		Юг
4	2325816,5	463523,5	2,00	на границе производственной зоны	Юго-запад
5	2323647,5	465783,5	2,00		Запад
6	2324100,0	468163,0	2,00		Северо-запад
7	2328537,5	460090,5	2,00	на границе жилой зоны	д. Шильнебаш
8	2322874,0	467126,5	2,00		Новый город
9	2328949,5	464161,5	2,00	на границе охранной зоны	СНТ «Колосок-2»
10	2324758,5	463532,5	2,00		СНТ «Энтузиаст»
11	2322625,5	458776,5	2,00		СНТ «Мечта»
12	2320786,5	461754,5	2,00		СНТ «Кама»
13	2321122,0	463243,5	2,00		ПО СНОГ «Отделочник»
Промплощадка №2					
1	2318131,5	460729,0	2,00	на границе СЗЗ	С
2	2318468,0	460637,5	2,00		СВ
3	2318933,0	460397,0	2,00		В
4	2318876,5	460105,0	2,00		ЮВ
5	2318325,5	459939,5	2,00		Ю
6	2317849,0	459946,5	2,00		ЮЗ
7	2317709,0	460264,0	2,00		З

Код	Координаты (м)		Высота (м)	Тип точки	Комментарий
	X	Y			
Площадка №1					
8	2317765,0	460600,5	2,00		СЗ
9	2316790,5	461161,5	2,00	на границе жилой зоны	п. Суар
10	2317051,5	460696,5	2,00	на границе пром. зоны	

Табл. 12.9 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристики	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	160
Коэффициент рельефа местности	1.0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, С	24,7
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, С	-15,6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10
СВ	9
В	5
ЮВ	5
Ю	22
ЮЗ	30
З	10
СЗ	9
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	10,0

Табл. 12.10 Фоновые значения концентрации примесей в атмосферном воздухе

№ поста	Наименование	Координаты поста				
		x	y			
1	ПНЗ №18 г. Наб. Челны					
	Наименование вещества	Фоновые концентрации				
		Штиль	Север	Восток	Юг	Запад
	Сероводород	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	Диоксид серы	0,013	0,016	0,015	0,014	0,017
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид (Азот (IV) оксид))	0,064	0,050	0,060	0,051	0,051
2	г. Наб. Челны БСИ					
	Диоксид серы	0,013	0,016	0,015	0,014	0,017

12.7.5. Данные расчетов рассеивания вредных (загрязняющих) веществ от существующих объектов теплоснабжения

Расчеты рассеивания для обоснования норм ПДВ проводились от всех источников предприятия с учетом одновременности работы источников при самых неблагоприятных условиях с учетом залповых выбросов, и с учетом влияния застройки.

Так как фоновые концентрации загрязняющих веществ представлены на ближайших постах расположенных в городе расчеты рассеивания для азота диоксида (Азот (IV) оксид), сера диоксида (Ангидрид сернистый) и их группы суммации на границе СЗЗ и садовых участков и ближайшей жилой зоны проводился без учета фона. Вклад предприятия с учетом фона представлен только в расчетных точках жилой зоны г. Набережные Челны, где расположены посты наблюдения загрязняющих веществ.

Расчет рассеивания для промплощадки №1 по азота диоксиду, серы диоксиду и сероводороду, для промплощадки №2 по серы диоксиду проводился с учетом фона.

Расчет рассеивания для остальных веществ проводился без учета фоновых концентраций, так как согласно «Методическому пособию по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Петербург, 2012 г., учет фоновых концентраций осуществляется, если величина наибольшей приземной концентрации j -го вещества, создаваемая (без учета фона) выбросами предприятия в зоне влияния выбросов предприятия на границе ближайшей жилой застройки более $0,1$ ПДК.

Расчет загрязнения воздуха с учетом влияния застройки производится в случаях, когда здание удалено от источника на расстоянии не менее X_m , или когда источник расположен на здании или в зонах возможного образования ветровых теней.

Учет влияния застройки осуществляется для источников средней высоты, низких и наземных источников.

Согласно результатов рассеивания по промплощадки №1 максимальная приземная концентрация достигается на расстоянии $X_m = 11,4 - 94,72$ метров. В расчете учтены все здания расположенные в пределах данных расстояний от источников выбросов.

Согласно результатов рассеивания по промплощадки №2 максимальная приземная концентрация достигается на расстоянии $X_m = 8,07 - 57,0$ метров. В расчете учтены все здания расположенные в пределах данных расстояний от источников выбросов.

Данные о загрязнении атмосферного воздуха получены в долях ПДК в виде изолиний концентраций по всему полю расчетного прямоугольника и в заданных расчетных точках зоны отдыха (садовые участки), жилой зоны и санитарно-защитной зоны.

Расчеты концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия на существующее положение показали, что при самых неблагоприятных

метеоусловиях с учетом эффекта суммации максимальные расчетные приземные концентрации в расчетных точках зоны отдыха (садовых участков), жилых зон и санитарно-защитной зоны не превышают ПДК.

Расчет рассеивания для промплощадки №1 проводился на летнее и зимнее время при максимальной нагрузке котлоагрегатов.

По результатам расчета рассеивания от источников промплощадки №1 максимальные расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ достигаются на летний период:

- *по азоту диоксида* - 0,14 ПДК (0,38 ПДК с фоном) на границе жилой зоны Нового города на расстоянии 5290 м (21,16 высот дымовых труб);

- *по сере диоксиду* - 0,459 ПДК (0,46 ПДК с фоном) в жилой зоне д. Шильнебаш, на расстоянии 3728 м (14,9 высот дымовых труб);

- *по сероводороду* - 0,312 ПДК (0,32 ПДК с фоном) на границе ориентировочной;

- *по гидразин гидрату* - 0,24 ПДК на границе ориентировочной СЗЗ;

- *по углеводородам предельным C₁₂-C₁₉* - 0,51 ПДК на границе ориентировочной СЗЗ и 0,36 ПДК на границе СНТ «Колосок-2»;

- *по группе суммации: сера диоксид и сероводород* – 0,46 ПДК (0,56 ПДК с фоном) на границе жилой зоны Нового города на расстоянии 5290 м (21,16 высот дымовых труб);

- *по группе суммации: азота диоксид (Азот (IV) оксид) и сера диоксид* 0,37 ПДК (0,43 ПДК с фоном) на границе жилой зоны Нового города на расстоянии 5290 м (21,16 высот дымовых труб).

Максимальные приземные концентрации остальных загрязняющих веществ на границе садовых участков, жилой зоны и СЗЗ составляют величины, не превышающие 0,1 ПДК и ОБУВ.

Расчет рассеивания для промплощадки №2 проводился на летнее и зимнее время при максимальной нагрузке котлов.

По результатам расчета рассеивания от источников промплощадки №2 максимальные расчетные приземные концентрации загрязняющих веществ достигаются:

- по сере диоксиду – 0,20 ПДК с фоном (0,17 ПДК без фона) на границе жилой зоны на расстоянии 1420 м (11,8 высот дымовых труб);

- по ксилолу – 0,31 ПДК на границе СЗЗ.

- по углеводородам предельным C₁₂-C₁₉ – 0,13 ПДК на границе СЗЗ.

Максимальные приземные концентрации остальных загрязняющих веществ на границе жилой зоны и СЗЗ составляют величины, не превышающие 0,1 ПДК и ОБУВ.

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены на Рис.12.4 – Рис. 12.9

Рис. 12.4 Расчет рассеивания Азота диоксид(Азот(IV) оксид).

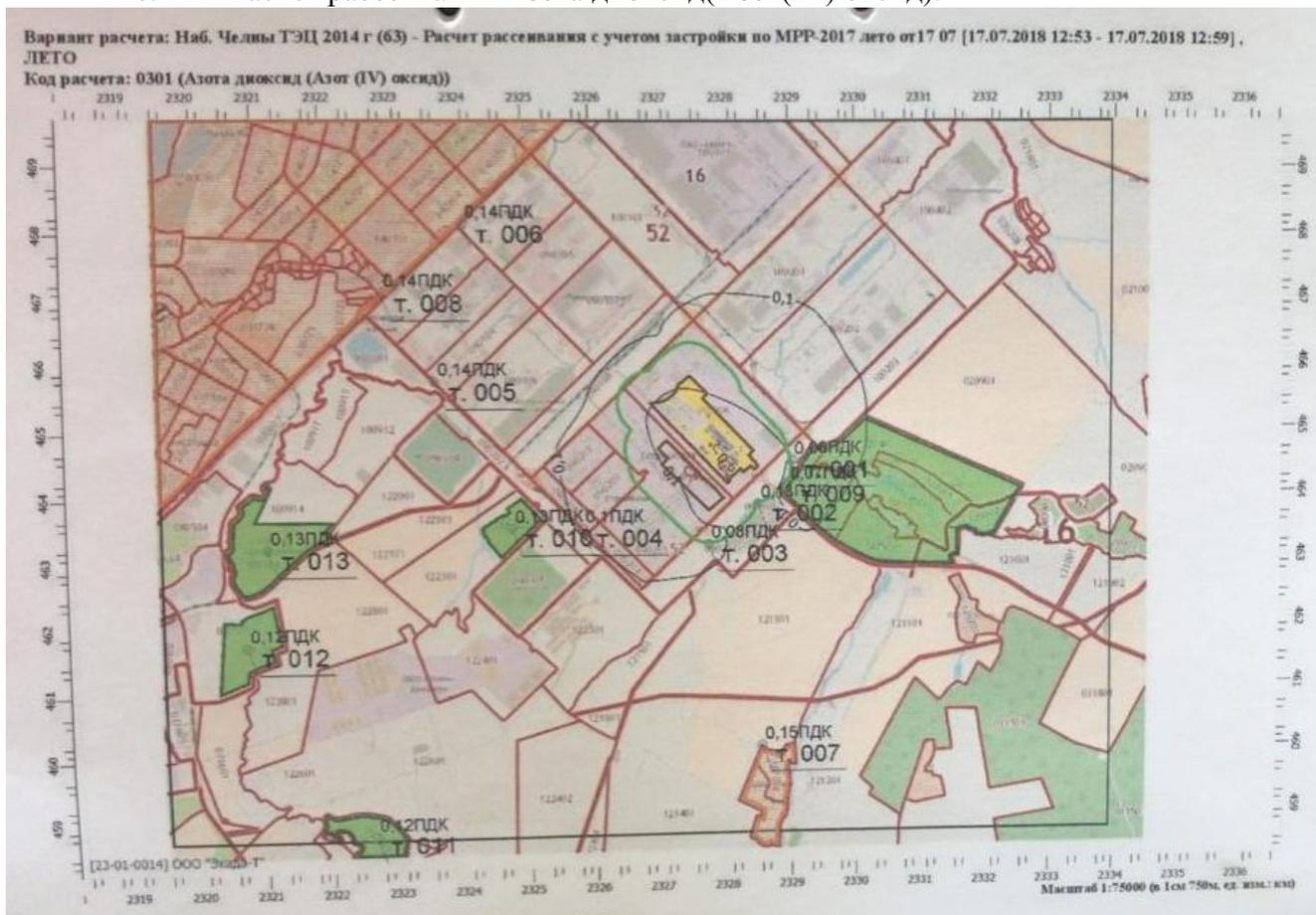


Рис. 12.5 Расчет рассеивания Сера диоксид.

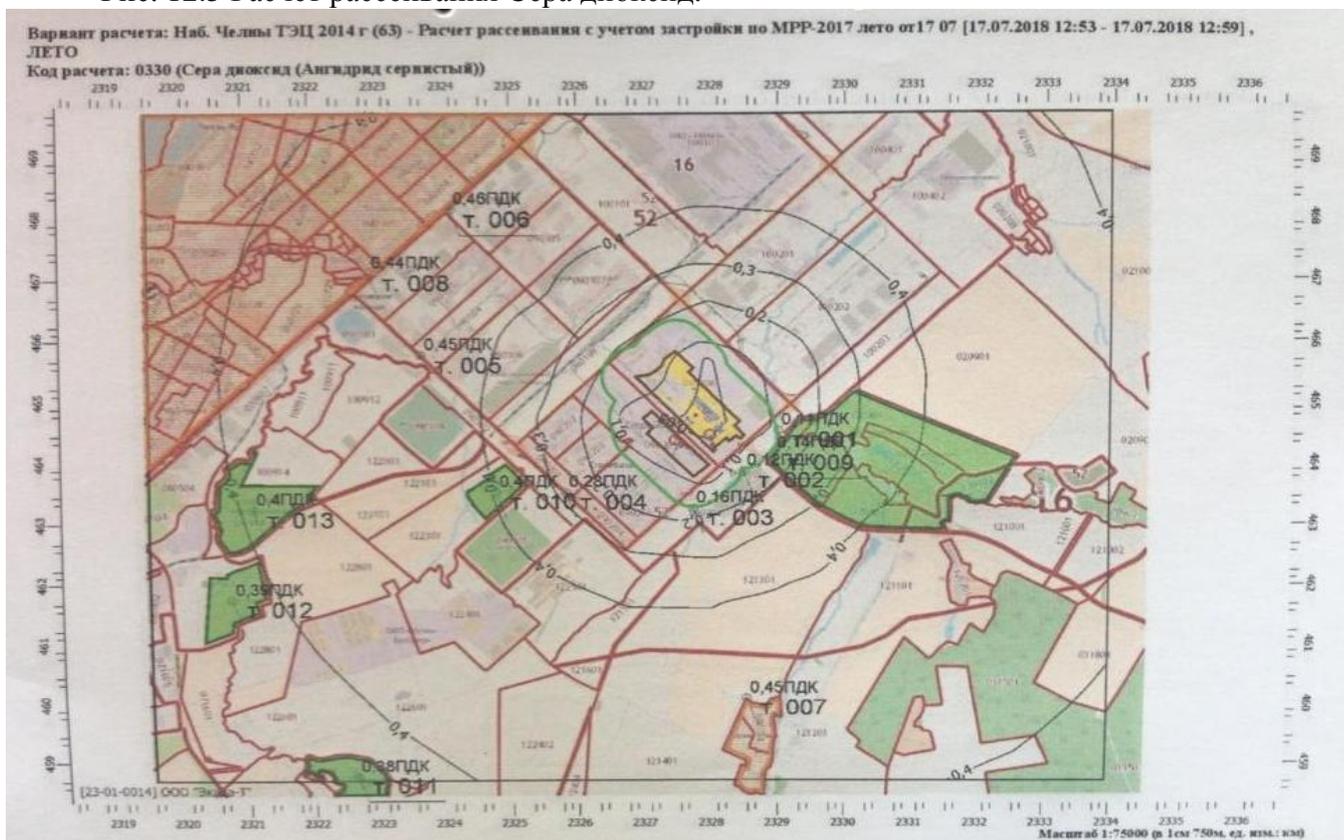


Рис. 12.6 Расчет рассеивания Дигидросульфид (Сероводород).

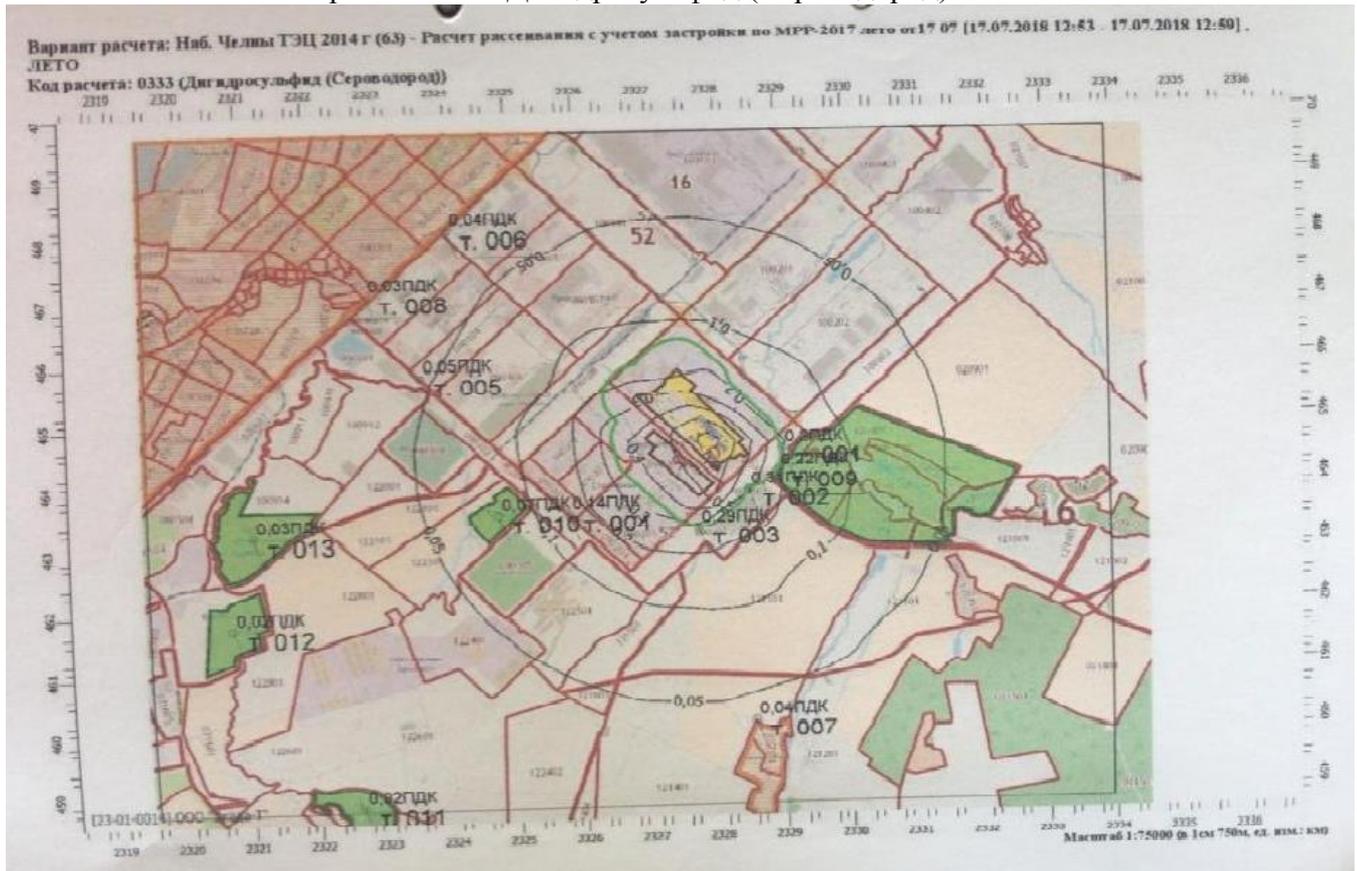


Рис. 12.7 Расчет рассеивания Гидразин гидрат.

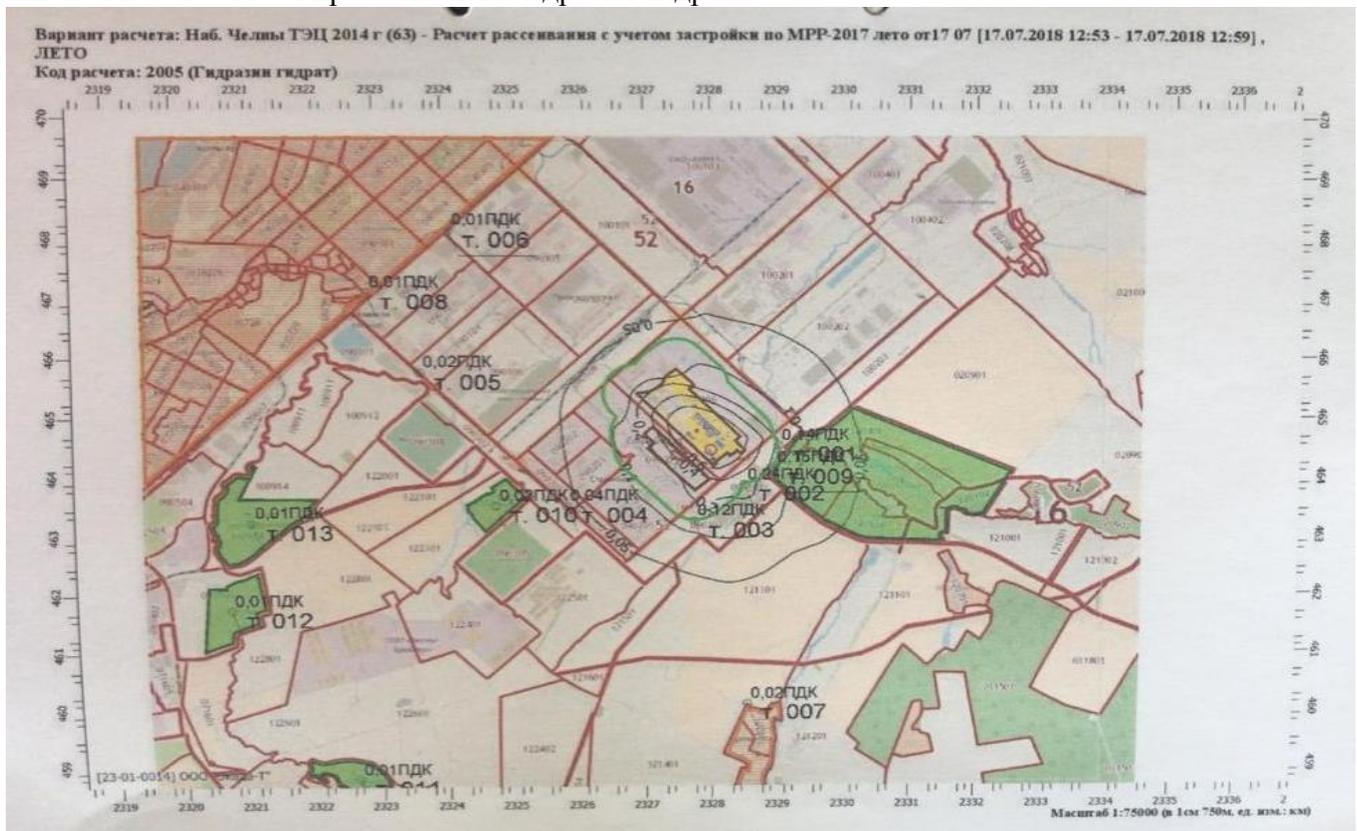


Рис. 12.8 Расчет рассеивания Углеводороды предельные.

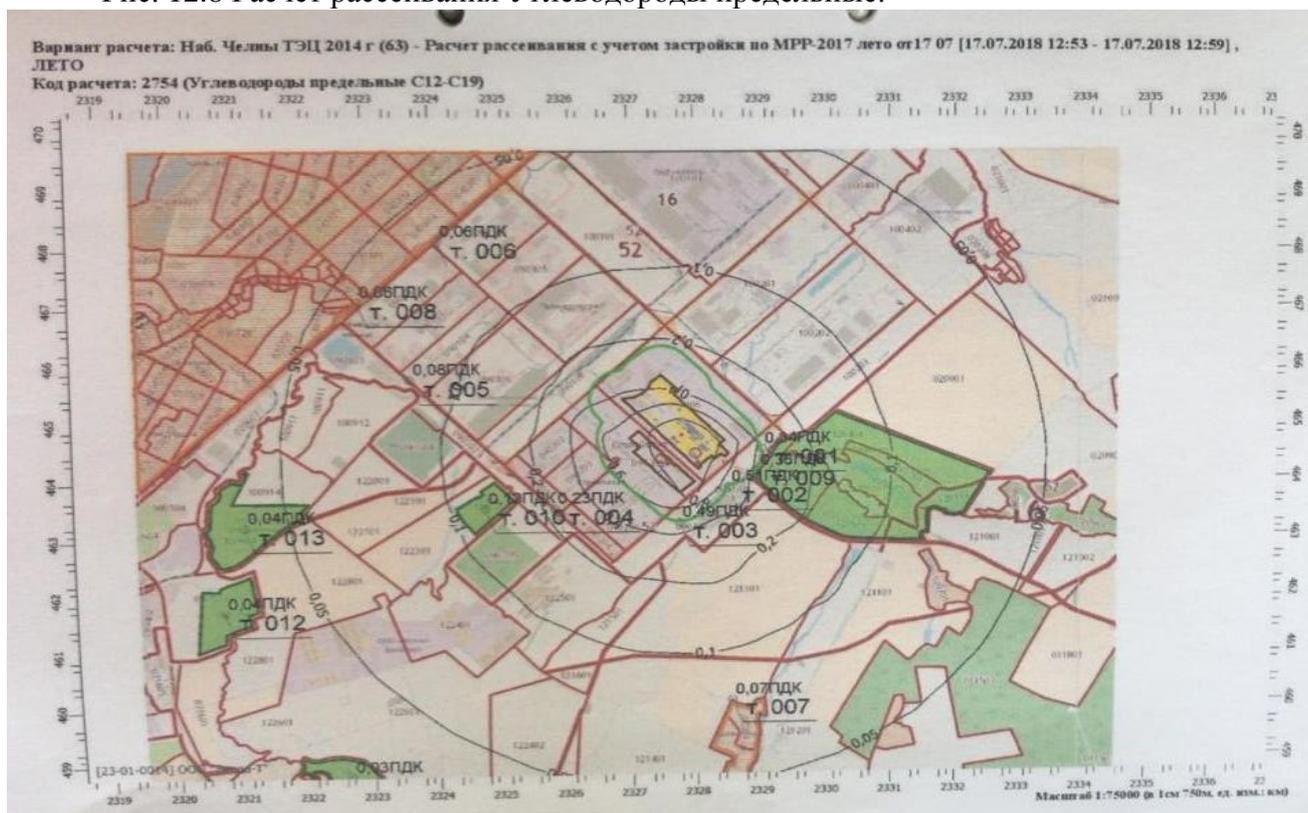


Рис. 12.9 Расчет рассеивания Серы диоксид и сероводород

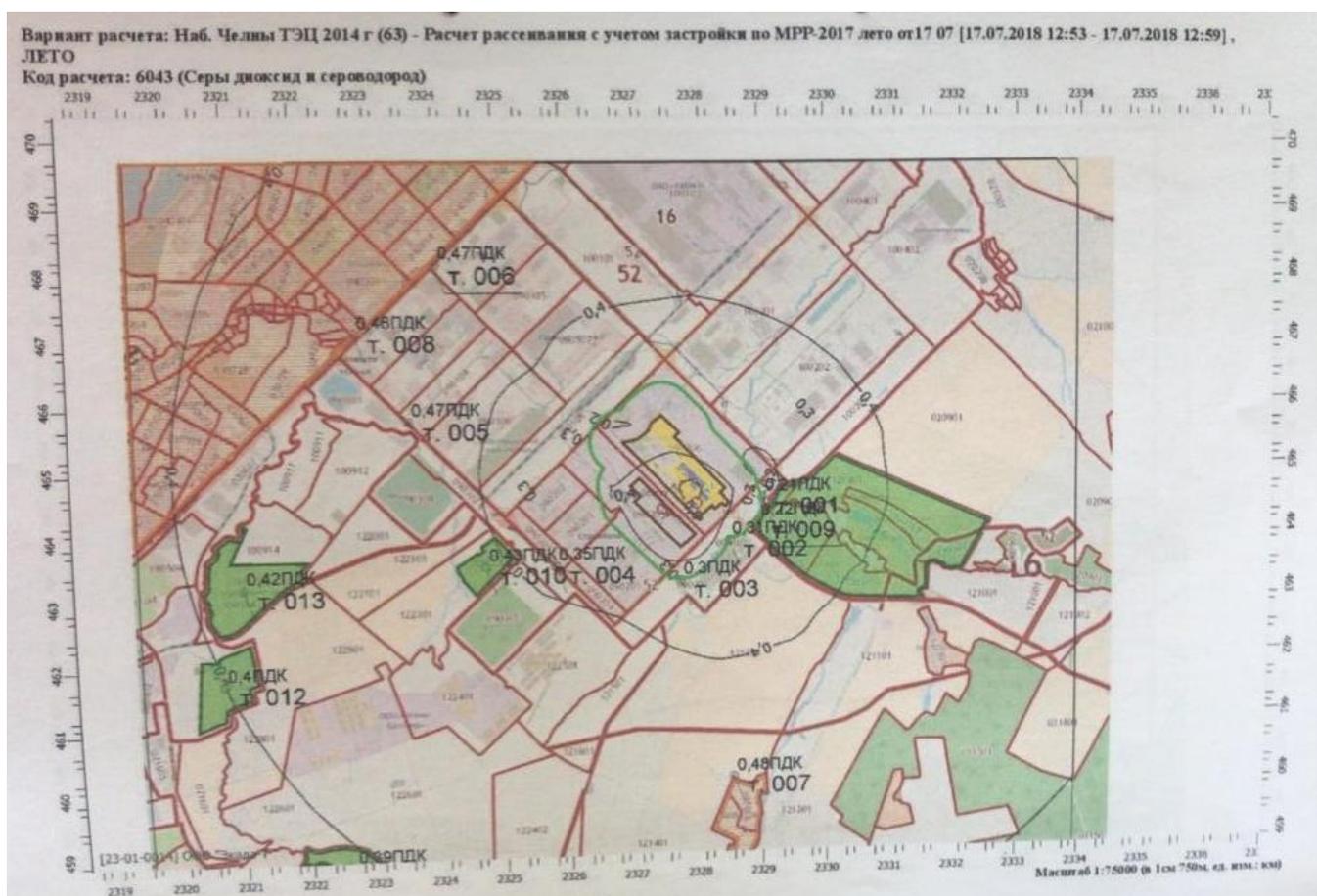


Табл. 12.11 Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ по промплощадке №1 - Набережночелнинская ТЭЦ.

Загрязняющее вещество			Максимальная приземная концентрация						Номер рисунка
			на границе зон отдыха		на границе СЗЗ		на границе ЖЗ		
Код	Наименование	ПДК, ОБУ В мг/м ³	доли ПДК	Номер точки формирования	доли ПДК	Номер точки формирования	доли ПДК	Номер точки формирования	
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид) (Азот (IV) оксид)	0,20	0,13	10	0,14	6	0,14	8	12.4
			0,14 с фоном	10	0,35 с фоном	6	0,38 с фоном	8	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,50	0,459	10	0,455	6	0,459	7	12.5
			0,46 с фоном		0,46 с фоном	6	0,46 с фоном	7	
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,008	0,223	9	0,312	2	0,03	8	12.6
			0,23 с фоном		0,32 с фоном	2	0,27 с фоном	8	
2005	Гидразин гидрат	0,04	0,15	9	0,24	2	0,02	7	12.7
2754	Углеводороды предельн. C ₁₂ -C ₁₉	1,00	0,36	9	0,51	2	0,07	7	12.8
6043	Сера диоксид, сероводород		0,44	10	0,47	6	0,46	8	12.8
			0,45 с фоном		0,53 с фоном		0,56 с фоном	8	
6204	Сера диоксид, азота диоксид (Азот (IV) оксид)		0,332	13	0,37	6	0,37	8	12.9
			0,34 с фоном		0,41 с фоном		0,43 с фоном	8	

Табл. 12.12 Результаты расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ по промплощадке №2 - котельного цеха БСИ.

Загрязняющее вещество			Максимальная приземная концентрация						Номер рисунка
			на границе СЗЗ		на границе ЖЗ		на границе промзоны		
Код	Наименование	ПДК, ОБУВ мг/м ³	доли ПДК	Номер точки формирования	доли ПДК	Номер точки формирования	доли ПДК	Номер точки формирования	
0616	Диметилбензол (Ксилол)	0,20	0,31	1	0,03	9	0,05	10	4.10
2754	Углеводороды предельн. С ₁₂ -С ₁₉	1,00	0,13	2	0,01	9	0,02	10	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,50	0,083	3	0,154	9	0,123	10	4.11
			0,09 с фоном		0,16 с фоном	9	0,13 с фоном	10	

12.7.6. Предложения по нормативам ПДВ

Расчеты концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия показали, что при самых неблагоприятных метеоусловиях с учетом эффекта суммации, с учетом фоновых концентраций и с учетом залповых выбросов, максимальные расчетные приземные концентрации в расчетных точках садовых участков, жилой зоны и на границах СЗЗ не превышают ПДК.

Учитывая, что вклад источников предприятия в загрязнение атмосферного воздуха на границе СЗЗ, жилой зоны и садово-огородных участков выбросами загрязняющих веществ меньше ПДК, предлагается нормативы ПДВ всех веществ в целом по предприятию и для каждого источника в отдельности установить на уровне существующих выбросов.

12.8. Оценка степени соответствия применяемой технологии передовому научно-техническому уровню.

Котлоагрегаты Набережночелнинской ТЭЦ введены в эксплуатацию в 1971г.

На котлах постоянно проводятся режимно-наладочные мероприятия наладочной группой ПТО, а также с привлечением специалистов ООО «ИЦ Энергопрогресс». Режимные мероприятия позволяют сократить выбросы оксидов азота на 10-15%.

Более высокая степень очистки дымовых газов от оксидов азота (85 % и выше) может быть достигнута в результате применения катализаторов.

В результате проведенных консультаций с ведущей организацией РФ в области очистки уходящих газов от диоксидов серы (АООТ “Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт”), выявлено два варианта возможности уменьшения серы в мазуте:

сульфатно - аммиачный (стоимость технологии - 940 млн. рублей);

известковый (стоимость технологии - 2 340 млн. рублей).

Данные способы снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу связаны с большими материальными, временными затратами и отсутствием технологических площадей.

Опыт многих стран показывает, что проблему сокращения выбросов оксидов серы лучше решать не путем сооружения сероочистных установок на ТЭС, а с помощью извлечения серы из мазута на нефтеперерабатывающих заводах.

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 теплотребляющих установок потребителей).

Перевод систем ГВС на закрытую схему выявил серьезную проблему, а именно: содержание растворенного кислорода и CO_2 в хоз-питьевой воде, подогреваемой в теплообменном оборудовании индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) жилых домов на нужды горячего водоснабжения, многократно превышает нормативы их содержания установленные для тепловых сетей, что приводит к усиленной коррозии всех металлических элементов систем горячего водоснабжения (внутридомовые трубопроводы системы ГВС, полотенцесушители, счетчики индивидуального учета, и т.д.). Применение полипропиленовых трубопроводов только частично решает данную проблему, и то на короткое время, так как полипропилен так же подвергается структурным изменениям под действием кислорода (становится хрупким в течении практически 3-4лет). Коррозионная активность возрастает с увеличением температуры воды выше 50°C , а СанПиН требует наличие в самой удаленной точке водоразбора не ниже 60°C .

Решением, на наш взгляд, является отмена требований СанПиНа и возврат к температуре воды на нужды горячего водоснабжения равной 50°C .

Еще одной проблемой являются большие тепловые потери при транспортировке тепловой энергии потребителям с очень малой тепловой нагрузкой (0.006 Гкал/ч и менее), а именно, коттеджные застройки микрорайонов 26, 28 и «Замелекесье», что связано с большой протяженностью тепловых сетей надземной прокладки и малых диаметров, сложностью их обслуживания (частная территория) и т.д. Решением проблемы может явиться переход существующих и перспективных коттеджных застроек на индивидуальное теплоснабжение.

13.2. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

В данный момент в ООО «КамгэсЗЯБ» сложилось тяжелое финансовое положение, при этом, ООО «КамгэсЗЯБ» является ЕТО №2 г. Набережные Челны. Ведутся работы по проектированию сетей для переключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» на Набережночелнинскую ТЭЦ, сроки реализация проекта - 2021год. Данной Актуализацией Схемы теплоснабжения предусматривается перевод всех потребителей тепловой энергии на источник комбинированной выработки – Набережночелнинскую ТЭЦ.

13.3. 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.

13.4. 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.