



Схема теплоснабжения муниципального образования г. Набережные Челны по 2043 год

Актуализация на 2026 год

Обосновывающие материалы

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

г. Казань, 2025

Оглавление

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	15
1.1 ОПИСАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	15
1.2 ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ ДОГОВОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИМИ И ТЕПЛОСЕТЕВЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ	25
1.3 ОБЪЕКТЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИЕСЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ИЛИ МУНИЦИПАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ И КОТОРЫЕ ПЕРЕДАНЫ ЕТО НА ОСНОВАНИИ ДОГОВОРА АРЕНДЫ, ДОГОВОРА БЕЗВОЗМЕЗДНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ, ДОГОВОРА ДОВЕРИТЕЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВОМ, ИНЫХ ДОГОВОРОВ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИХ ПЕРЕХОД ПРАВ ВЛАДЕНИЯ И (ИЛИ) ПОЛЬЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ИМУЩЕСТВА И (ИЛИ) КОНЦЕССИОННОГО СОГЛАШЕНИЯ 26	
1.4 ОПИСАНИЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ КОТЕЛЬНЫХ, НЕ ВОШЕДШИХ В ЗОНЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕТО	26
1.5 ОПИСАНИЕ ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	27
1.6 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ, ПРОИЗОШЕДШИХ В ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	30
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	31
2.1 Источник комбинированной выработки	32
2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования	32
2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	36
2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности	37
2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	37
2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	37
2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	42
2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	50
2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки	54
2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	54
2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	58
2.1.11 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств	59
2.1.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	61
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.....	61
2.1.14 Проектный и установленный топливный режим	61
2.1.15 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	64
2.1.16 Динамика изменения эксплуатационных показателей ТЭЦ.....	65
2.2 Котельный цех БСИ – ЕТО №1 – АО «ТАТЭНЕРГО»	67
2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования	67
2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационной установки. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной	69
2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	69
2.2.4 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ.....	70
2.2.5 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ	74
2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельной	74
2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.....	75
2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	76

2.2.9	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	76
2.2.10	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	77
2.2.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	77
2.2.12	Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе	77
2.2.13	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения	78
2.2.14	Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных	78
ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ		80
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	80
3.2	КАРТЫ (СХЕМЫ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОННОЙ ФОРМЕ И (ИЛИ) НА БУМАЖНОМ НОСИТЕЛЕ	84
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	85
3.4	ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	97
3.4.1	Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»	97
3.4.2	ООО «ТСЗВ»	99
3.5	ОПИСАНИЕ ТИПОВ И КОЛИЧЕСТВА СЕКЦИОНИРУЮЩЕЙ И РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ НА ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ 101	
3.6	ОПИСАНИЕ ТИПОВ И СТРОИТЕЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ, ТЕПЛОВЫХ КАМЕР И ПАВИЛЬОНОВ 101	
3.7	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	103
3.8	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	107
3.9	СТАТИСТИКА ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ВОССТАНОВЛЕНИЙ (АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТОВ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ	116
3.10	ОПИСАНИЕ ПРОЦЕДУР ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПЛАНИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ (ТЕКУЩИХ) РЕМОНТОВ	119
3.11	ОПИСАНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ И СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНЫМ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЦЕДУР ЛЕТНЕГО РЕМОНТА С ПАРАМЕТРАМИ И МЕТОДАМИ ИСПЫТАНИЙ (ГИДРАВЛИЧЕСКИХ, ТЕМПЕРАТУРНЫХ, НА ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	120
3.11.1	Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	120
3.11.2	Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «ТСЗВ»	123
3.12	ОПИСАНИЕ НОРМАТИВОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В РАСЧЕТ ОТПУЩЕННЫХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.	123
3.13	ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПО ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 3 ГОДА	127
3.14	ПРЕДПИСАНИЯ НАДЗОРНЫХ ОРГАНОВ ПО ЗАПРЕЩЕНИЮ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ И РЕЗУЛЬТАТ ИХ ИСПОЛНЕНИЯ	127
3.15	ОПИСАНИЕ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ТИПОВ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ГРАФИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ	127
3.16	СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ КОММЕРЧЕСКОГО ПРИБОРНОГО УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЯМ, И АНАЛИЗ ПЛАНОВ ПО УСТАНОВКЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ 128	
3.16.1	Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	128
3.17	АНАЛИЗ РАБОТЫ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ (ТЕПЛОСЕТЕВЫХ) ОРГАНИЗАЦИЙ И ИСПОЛЪЗУЕМЫХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ. УРОВЕНЬ АВТОМАТИЗАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ, НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ	129
3.17.1	Типы и оборудование насосных станций	130
3.18	СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ ЗАЩИТЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ ПРЕВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ	132
3.19	ПЕРЕЧЕНЬ ВЫЯВЛЕННЫХ БЕСХОЗЯЙНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОРГАНИЗАЦИИ, УПОЛНОМОЧЕННОЙ НА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЮ	132
3.20	ДАННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	132

3.21	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ НА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	135
ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.		136
4.1	НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКАЯ ТЭЦ	136
4.2	КОТЕЛЬНОЙ ЦЕХ БСИ.....	137
ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		140
5.1	ОПИСАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ МОЩНОСТЬ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ	140
5.2	ОПИСАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ РАСЧЕТНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА КОЛЛЕКТОРАХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	142
5.2.1	<i>Определение расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии, оборудованных приборами учета.....</i>	<i>142</i>
5.3	ОПИСАНИЕ СЛУЧАЕВ И УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ОТОПЛЕНИЯ ЖИЛЫХ ПОМЕЩЕНИЙ В МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ КВАРТИРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	148
5.4	ОПИСАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ ЗА ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД И ЗА ГОД В ЦЕЛОМ	148
5.5	СУЩЕСТВУЮЩИЕ НОРМАТИВЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ НА ОТОПЛЕНИЕ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ	150
5.6	ОПИСАНИЕ СРАВНЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОГОВОРНОЙ И РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПО ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	151
ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....		152
6.1	ОПИСАНИЕ БАЛАНСОВ УСТАНОВЛЕННОЙ, РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО, ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ И РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	152
6.2	ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВОВ И ДЕФИЦИТОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	155
6.3	ОПИСАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕДАЧУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДО САМОГО УДАЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ И ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ВОЗМОЖНОСТИ (РЕЗЕРВЫ И ДЕФИЦИТЫ ПО ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ) ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ К ПОТРЕБИТЕЛЮ	155
6.4	ОПИСАНИЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПОСЛЕДСТВИЯ ВЛИЯНИЯ ДЕФИЦИТОВ НА КАЧЕСТВО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	165
6.5	ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ РАСШИРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С РЕЗЕРВАМИ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО В ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ С ДЕФИЦИТОМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ	165
6.6	ВЕЛИЧИНА СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	165
ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ		166
7.1	БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕПЛОИСПОЛЪЗУЮЩИХ УСТАНОВКАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАБОТАЮЩИХ НА ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ	166
7.2	БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	171
7.3	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В БАЛАНСАХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	171
ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ		172
8.1	ОПИСАНИЕ ВИДОВ И КОЛИЧЕСТВА ИСПОЛЪЗУЕМОГО ТОПЛИВА ДЛЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	172
8.1.1	<i>Набережночелнинская ТЭЦ.....</i>	<i>172</i>
8.1.2	<i>Котельный цех БСИ</i>	<i>174</i>
8.2	ОПИСАНИЕ ВИДОВ РЕЗЕРВНОГО И АВАРИЙНОГО ТОПЛИВА И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С НОРМАТИВНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ.....	177
8.2.1	<i>. Набережночелнинская ТЭЦ.....</i>	<i>177</i>
8.2.2	<i>Котельный цех БСИ</i>	<i>178</i>
8.3	ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МЕСТ ПОСТАВКИ	179

8.4	ОПИСАНИЕМ ПРИОРИТЕТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ	185
8.5	ОПИСАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА.....	185
8.6	ОПИСАНИЕ ВИДОВ ТОПЛИВА (В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ ТОПЛИВОМ ЯВЛЯЕТСЯ УГОЛЬ, - ВИД ИСКОПАЕМОГО УГЛЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ СТАНДАРТОМ ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	185
8.7	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 РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	185
ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ		186
9.1	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	186
9.2	ПОТОК ОТКАЗОВ (ЧАСТОТА ОТКАЗОВ) УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	186
9.3	ЧАСТОТА ОТКЛЮЧЕНИЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	186
9.4	ПОТОК (ЧАСТОТА) И ВРЕМЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОСЛЕ ОТКЛЮЧЕНИЙ	188
9.5	ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	189
9.6	ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ (КАРТЫ-СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ЗОН НЕНОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)	190
9.7	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ, РАССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН КОТОРЫХ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ФЕДЕРАЛЬНЫМ ОРГАНОМ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ, УПОЛНОМОЧЕННЫМ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА, В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛАМИ РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ, УТВЕРЖДЕННЫМИ ПОСТАНОВЛЕНИЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 02.06.2022 N 1014 "О РАССЛЕДОВАНИИ ПРИЧИН АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ" (ВМЕСТЕ С "ПРАВИЛАМИ РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ")	192
9.8	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ОТКЛЮЧЕННЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ	192
9.9	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 РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	192
9.10	ИТОГИ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ПОСЕЛЕНИЯ, МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, А ТАКЖЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ МЕР ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ МАЛОНАДЕЖНЫХ И НЕНАДЕЖНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕННОЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМИ ОРГАНАМИ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	192
ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ		195
10.1	РЕЗУЛЬТАТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ .	195
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 РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	200
ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ		201
11.1	ДИНАМИКА УТВЕРЖДЕННЫХ ТАРИФОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ 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	201
11.2	СТРУКТУРА ЦЕН (ТАРИФОВ), УСТАНОВЛЕННЫХ НА МОМЕНТ РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	203
11.3	ПЛАТА ЗА ПОДКЛЮЧЕНИЕ К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	203
11.4	ПЛАТА ЗА УСЛУГИ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ РЕЗЕРВНОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ДЛЯ СОЦИАЛЬНО ЗНАЧИМЫХ КАТЕГОРИЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	206
11.5	ПРЕДЕЛЬНЫЕ УРОВНИ ЦЕН НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ), ПОСТАВЛЯЕМУЮ ПОТРЕБИТЕЛЯМ, УТВЕРЖДАЕМЫХ В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ПОСЛЕДНИХ 3 ЛЕТ	208
11.6	СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ УРОВЕНЬ СЛОЖИВШИХСЯ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 3 ГОДА ЦЕН НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ), ПОСТАВЛЯЕМУЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЯМ В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	208
11.7	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В УТВЕРЖДЕННЫХ ЦЕНАХ (ТАРИФАХ), УСТАНОВЛЕННЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫМ КОМИТЕТОМ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО ТАРИФАМ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	208

ЧАСТЬ 12. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА
209

ЧАСТЬ 13. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ..... 216

13.1	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ ОРГАНИЗАЦИИ КАЧЕСТВЕННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЧИН, ПРИВОДЯЩИХ К СНИЖЕНИЮ КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ ПРОБЛЕМЫ В РАБОТЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ)	216
13.2	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	216
13.3	ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО СНАБЖЕНИЯ ТОПЛИВОМ ДЕЙСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	216
13.4	АНАЛИЗ ПРЕДПИСАНИЙ НАДЗОРНЫХ ОРГАНОВ ОБ УСТРАНЕНИИ НАРУШЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	216

Перечень таблиц

Табл. 1.1 Информация о соответствии критериям отнесения ООО "Тепловые сети западного вывода" к теплосетевой организации	25
Табл. 1.2 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)	27
Табл. 1.3 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)	27
Табл. 1.4 Информация по жилым районам, с многоквартирными домами с использованием индивидуальных источников тепловой энергии.....	28
Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	33
Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	34
Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	35
Табл. 2.4 Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	36
Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность (ретроспективный период) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	36
Табл. 2.6 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	37
Табл. 2.7 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	38
Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	39
Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год	40
Табл. 2.10 Помесечные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ, источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	41
Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и	

Табл. 2.24 Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	58
Табл. 2.25 Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	58
Табл. 2.26 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	63
Табл. 2.27 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	64
Табл. 2.28 Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....	65
Табл. 2.29 Состав и технические характеристики основного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году .	68
Табл. 2.30 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году, Гкал/ч	69
Табл. 2.31 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год..	69
Табл. 2.32 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. паровых котлов КЦ БСИ	70
Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. водогрейных котлов КЦ БСИ.....	70
Табл. 2.34 Состав и характеристики насосного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год.....	72
Табл. 2.35 Параметры сетевых подогревателей Котельный цех БСИ за 2024 год	73
Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год.....	75
Табл. 2.37 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год.....	76
Табл. 2.38 Динамика теплоснабжения котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям), за 2024 год	76
Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год.....	78
Табл. 2.40 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год.....	78
Табл. 3.1 Наименее надежные участки с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	85
Табл. 3.2 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год.....	97
Табл. 3.3 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год.....	97

Табл. 3.4 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год.....	98
Табл. 3.5 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год	98
Табл. 3.6 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год.....	98
Табл. 3.7 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения	99
Табл. 3.8 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год.....	99
Табл. 3.9 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год.....	99
Табл. 3.10 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год	99
Табл. 3.11 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» за 2024 год	100
Табл. 3.12 Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год	101
Табл. 3.13 Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год	102
Табл. 3.14 Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) теплосетевой организации единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год.....	102
Табл. 3.15 Нормативные и фактические параметры теплоносителя в тепловых сетях и после ТФУ	105
Табл. 3.16 Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	116
Табл. 3.17 Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	116
Табл. 3.18 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	117
Табл. 3.19 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».....	117
Табл. 3.20 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. Гкал	123
Табл. 3.21 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал.	123
Табл. 3.22 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал.....	124
Табл. 3.23 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети НЧТС, тыс. Гкал.....	127
Табл. 3.24 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал	127

Табл. 3.25 Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго».....	128
Табл. 3.26 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	128
Табл. 3.27 Информация об автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	130
Табл. 3.28 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" в 2024 году.....	131
Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны.....	136
Табл. 5.1 Тепловая нагрузка в горячей воде и паре в г. Набережные Челны за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч	141
Табл. 5.5 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения ЕТО №1 АО «Татэнерго», тыс. Гкал.....	149
Табл. 5.6 Расход т/э на подогрев холодной воды.....	150
Табл. 5.7 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999г. постройки.....	150
Табл. 5.8 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999г. постройки.....	150
Табл. 5.9 . Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловых нагрузок в зоне действия источников тепловой энергии г. Набережные Челны.....	151
Табл. 6.1 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч	152
Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельной БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч	154
Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НЧТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч.....	155
Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч	155
Табл. 6.5 Существующие величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии (Гкал/ч/га).....	165
Табл. 7.1 Показатели качества хозяйственной воды, поступающей на установки водоподготовки за 2024 год.	167
Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2024 год.....	167
Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике комбинированной выработки НЧТЭЦ	172
Табл. 8.2 Топливный баланс образованной на базе НЧТЭЦ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения	173
Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.....	174
Табл. 8.4 Топливный баланс образованной на базе КЦ БСИ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения	175
Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения	176
Табл. 8.6 Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии НЧТЭЦ, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. тонн натурального топлива.....	178
Табл. 8.7 Нормативные запасы топлива на котельной БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тонн натурального топлива	178

Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	187
Табл. 9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	187
Табл. 9.3 Показатели повреждаемости НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"	189
Табл. 9.4 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" , Гкал/от.сезон	189
Табл. 10.1 Техничко-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС)	195
Табл. 10.2 Техничко-экономические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС)	196
Табл. 10.3 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НЧТС за 2024 год	197
Табл. 10.4 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения от тепловых сетей ООО "ТСЗВ" (ООО "КамАЗ-Энерго") за 2024 год	198
Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал	201
Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. Гкал	201
Табл. 11.3 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (без НДС), руб./Гкал	201
Табл. 11.4 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м ³	203
Табл. 11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, (с НДС), тыс. рублей/Гкал/час	204
Табл. 11.6 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, с НДС	207
Табл. 12.1 Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса	215

Перечень рисунков

Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны	19
Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2024 г.	20
Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны	21
Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны	23
Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны	23
Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла	24
Рис. 1.7 Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны	29
Рис. 2.1 Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны	31
Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 1).....	48
Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 2).....	49
Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НЧТЭЦ	62
Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам	63
Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ.....	74
Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ.....	75
Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	81
Рис. 3.2 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки	107
Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя ж/д 12/68а по 300 тепловоду	109
Рис. 3.9 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города	132
Рис. 3.10 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками.....	133
Рис. 3.11 Нормируемые месячные тепловые потери через тепловую изоляцию тепловых сетей и с потерями сетевой воды в тепловых сетях в целом по системе теплоснабжения города	133
Рис. 3.12 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города.....	134
Рис. 3.13 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения Гнпод, м3/час	134
Рис. 3.14 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч	135
Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ.....	138
Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ	139
Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ	147
Рис. 6.1 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду	157
Рис. 6.2 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду	158
Рис. 6.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду.....	160
Рис. 6.4 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду	161
Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого мазута	179
Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа.....	180
Рис. 8.3 Протокол испытаний поставляемого газа №11-23/ГП.....	181
Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа №11-25/ГП.....	182

Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа №11-27/ГП.....	183
Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа №11-29/ГП.....	184
Рис. 9.1 Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности.....	191
Рис. 11.1 Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны.....	202

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

Набережные Челны – один из крупнейших городов в Республике Татарстан. Это второй по численности и значимости город Республики, важнейший транспортный узел региона, крупный центр металлургической и автомобильной промышленности.

Город Набережные Челны располагается в северо-восточном регионе республики Татарстан, на левобережье Камы, водные ресурсы которой образуют Нижнекамское водохранилище. Территориальное расположение, близость крупного водоёма и плоский рельеф создают умеренно влажный климат, по температурным значениям сходный с климатом Центральноевропейского региона России.

Сегодня г. Набережные Челны является вторым по численности в Республике Татарстан с населением более 530 тыс. человек. Город, согласно Стратегии социально-экономического развития Республики Татарстан на период до 2030 г., входит в состав полицентричной Камской агломерации (1,1 млн. чел.), основное социально-экономическое направление развития которой определено как современная индустрия.

Набережные Челны – крупный промышленный центр на реке Кама. Основные отрасли - машиностроение, электроэнергетика, строительная индустрия, пищевая и перерабатывающая промышленность. Ключевым (градообразующим) предприятием города является Камский автомобильный завод.

Площадь города составляет около 171 кв. км. Административно город разделен на 3 района: Центральный, Автозаводский и Комсомольский. Город является важным транспортным узлом Камского промышленного района.

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 часть города занимает практически всю территорию вдоль Нижнекамского водохранилища от жилого массива Сидоровка на юго-западе до населенного пункта Большая Шильна на юго-востоке.

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 северо-восточной части города;
- Юго-западный район (район пищевых производств);
- База строительной индустрии (БСИ), расположена в юго-западной части города;
- промышленный район ГЭС, расположен в юго-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.

Климат умеренный, переходный от умеренно континентального к континентальному, характерны довольно большие годовые амплитуды температуры. Зима долгая и суровая, длится почти 5 месяцев, среднесуточная температура с устойчивой температурой ниже 0 °С устанавливается с начала ноября по конец марта. Самый холодный месяц — январь. Лето теплое, длится все календарное лето с начала июня по конец августа, когда среднесуточная температура устойчиво держится выше +15 °С, самый жаркий месяц — июль. Распределение осадков во время года равномерное с небольшим увеличением в летние и осенние месяцы. На влажность города сильно влияет Нижнекамское водохранилище, за счёт этого в городе никогда не бывает слишком сухо. Среднегодовое количество осадков — 652 мм.

В соответствии со сводом правил 131.13330.2020 «Строительная климатология» (дата введения 2021-06-25) расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления составляет -31°С; расчетная продолжительность стояния температур наружного воздуха менее +8°С составляет 209 суток, со средней температурой – 5,1°С.

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 Набережночелнинской ТЭЦ (включая котельный цех БСИ). От ТЭЦ обеспечивается более 95% суммарной нагрузки потребителей города.

В соответствии с п. 6 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (ред. от 27.05.2023) "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" в городе Набережные Челны определена Единая теплоснабжающая организация (далее – ЕТО) АО «Татэнерго». Зона деятельности ЕТО АО «Татэнерго» представлена на Рис 1.1.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами, осуществляющими производство тепловой энергии и передачу ее до потребителя. Функциональная структура системы теплоснабжения представлена на Рис. 1.2.

В настоящее время в городе Набережные Челны существует несколько систем теплоснабжения:

1. Система теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС» и источниками тепловой энергии – НЧТЭЦ, КЦ БСИ.

Данная система теплоснабжения представляет собой совокупность источников тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ, КЦ БСИ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в северо-восточной части города, технологически соединенных тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС» (тепловоды №100,200,300) и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в юго-западной части города, технологически соединенных тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС».

В данной системе теплоснабжения также располагается тепловая сеть ООО «ТСЗВ» протяженностью 900 м на территории парка «Гренада», технологически связанная с тепловыми

сетями филиала АО «Татэнерго»-«НЧТС» и теплопотребляющими установками МАУДО ДЮСШ «Строитель» и ООО «РА «Мицар».

На западе граничит с системой теплоснабжения с тепловыми сетями Западного вывода №3-ЗРД (Стройбаза), на востоке – с системой теплоснабжения промышленной зоны ПАО «КАМАЗ». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

Температурный график работы системы теплоснабжения составляет 150/70 °С с верхней срезкой 114°С. Гидравлический режим: давление в подающем трубопроводе – 120 м вод. ст., в обратном трубопроводе – 20 м вод. ст.

Необходимо отметить, что ООО «ТСЗВ», владея на праве собственности участком тепловых сетей в данной системе теплоснабжения, не является теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения не установлен. В дальнейшем, в таблицах в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ООО «ТСЗВ» не приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями Ф3-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

2. Система теплоснабжения промышленной зоны ПАО «КАМАЗ».

Данная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в пределах территории промышленной зоны ПАО «КАМАЗ», технологически соединенных тепловыми сетями ООО «КАМАЗ-Энерго».

На западе граничит с системой теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

Покрывает потребности в паре промышленной зоны ПАО «КАМАЗ».

Необходимо отметить, что ООО «КАМАЗ-Энерго», владея на праве собственности тепловыми сетями в данной системе теплоснабжения, не является теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения не установлен. В дальнейшем, в таблицах в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ООО «КАМАЗ-Энерго» не приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями Ф3-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

3. Система теплоснабжения с тепловыми сетями Западного вывода №3- ЗРД (Стройбаза).

Данная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в пределах промышленной зоны, технологически соединенных тепловыми сетями ООО «ТСЗВ» (тепловод Западный вывод №3 - ЗРД).

На востоке граничит с системой теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

Температурный график работы системы теплоснабжения 150/70 °С с верхней срезкой 114°С. Гидравлический режим: давление в подающем трубопроводе 40 м вод. ст., давление в обратном трубопроводе 20 м вод. ст.

Необходимо отметить, что ООО «ТСЗВ», владея на праве собственности тепловыми сетями в данной системе теплоснабжения, является теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения для ООО «ТСЗВ» установлен. В дальнейшем, в таблицах

в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ООО «ТСЗВ» приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями ФЗ-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

Системы теплоснабжения № 1,2,3 разделены с учетом требований Методических указаний, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.03.2019 №212. Разделение на системы предусмотрено с учетом технологической возможности поставок от источника до теплопотребляющей установки конкретного потребителя, исходя из соблюдения требований к гидравлическим режимам и обеспечение надежности теплоснабжения потребителей.

Разделение на зоны систем теплоснабжение произведено на основании гидравлических расчетов схемы централизованного теплоснабжения, пьезометрических графиков тепловых сетей и пропускной способностью существующих трубопроводов с учетом планирования зон перспективного строительства в областях между зонами действия систем теплоснабжения.

Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны представлены на Рис. 1.3.

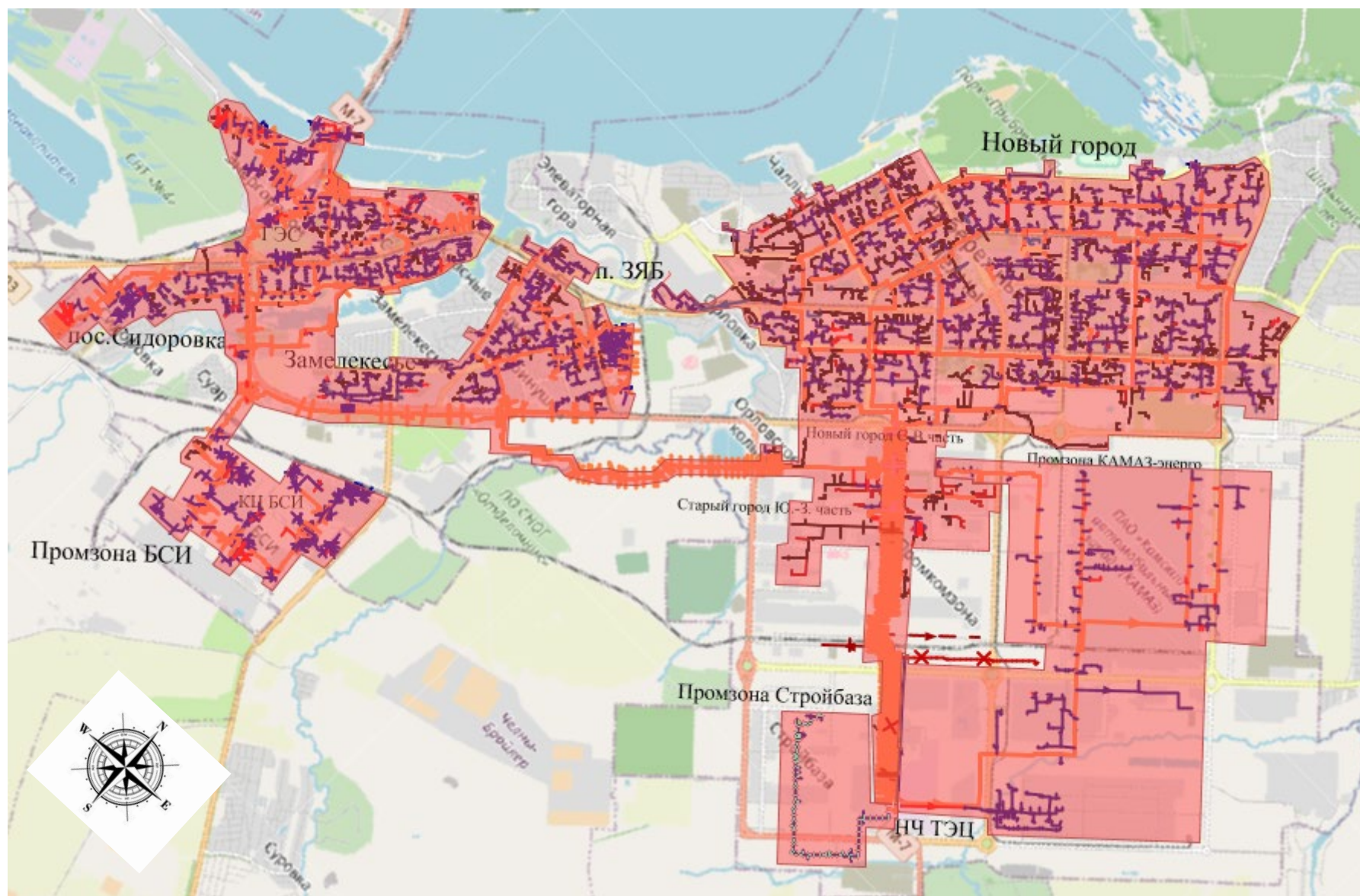


Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны

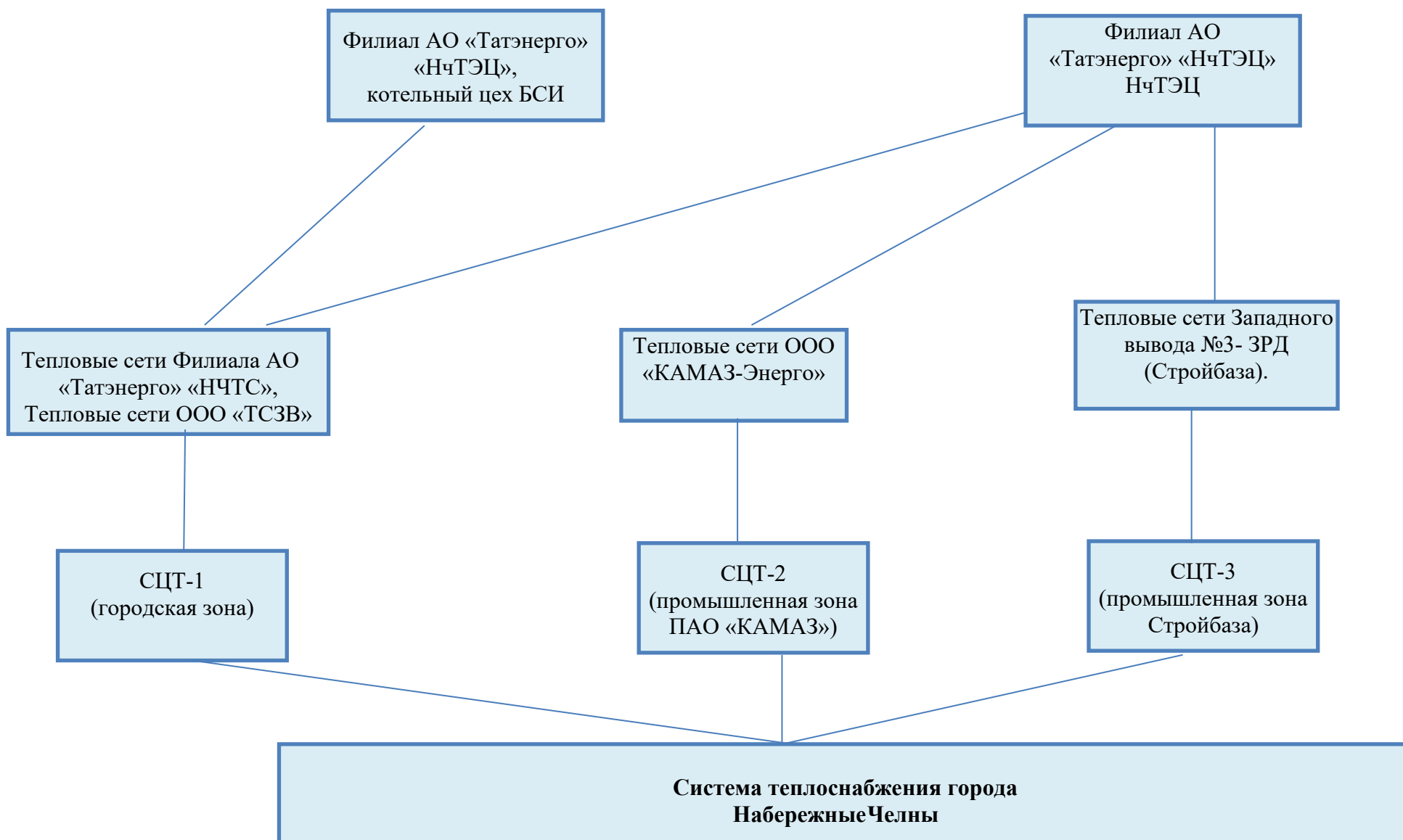


Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2024 г.

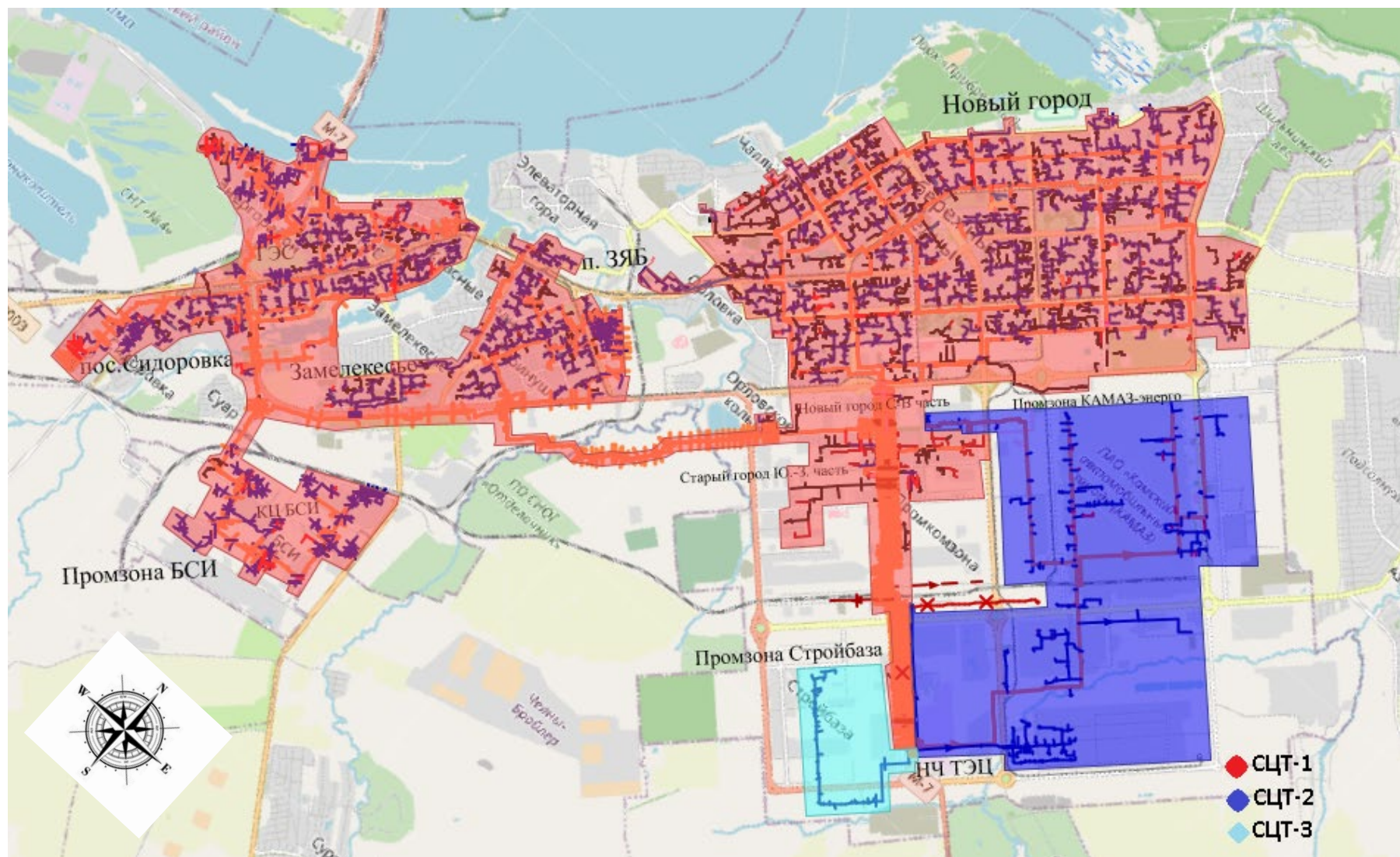


Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны

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).

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.

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»:

«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».

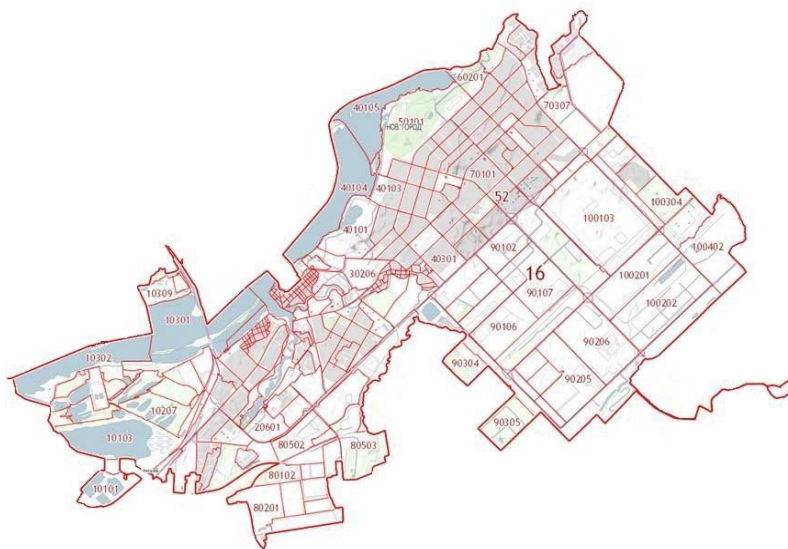


Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны

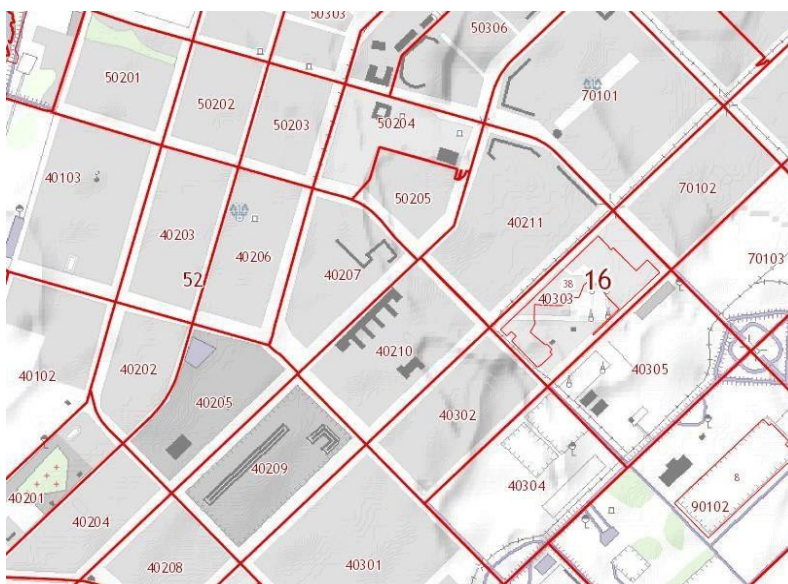


Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны

В каждой системе теплоснабжения 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.

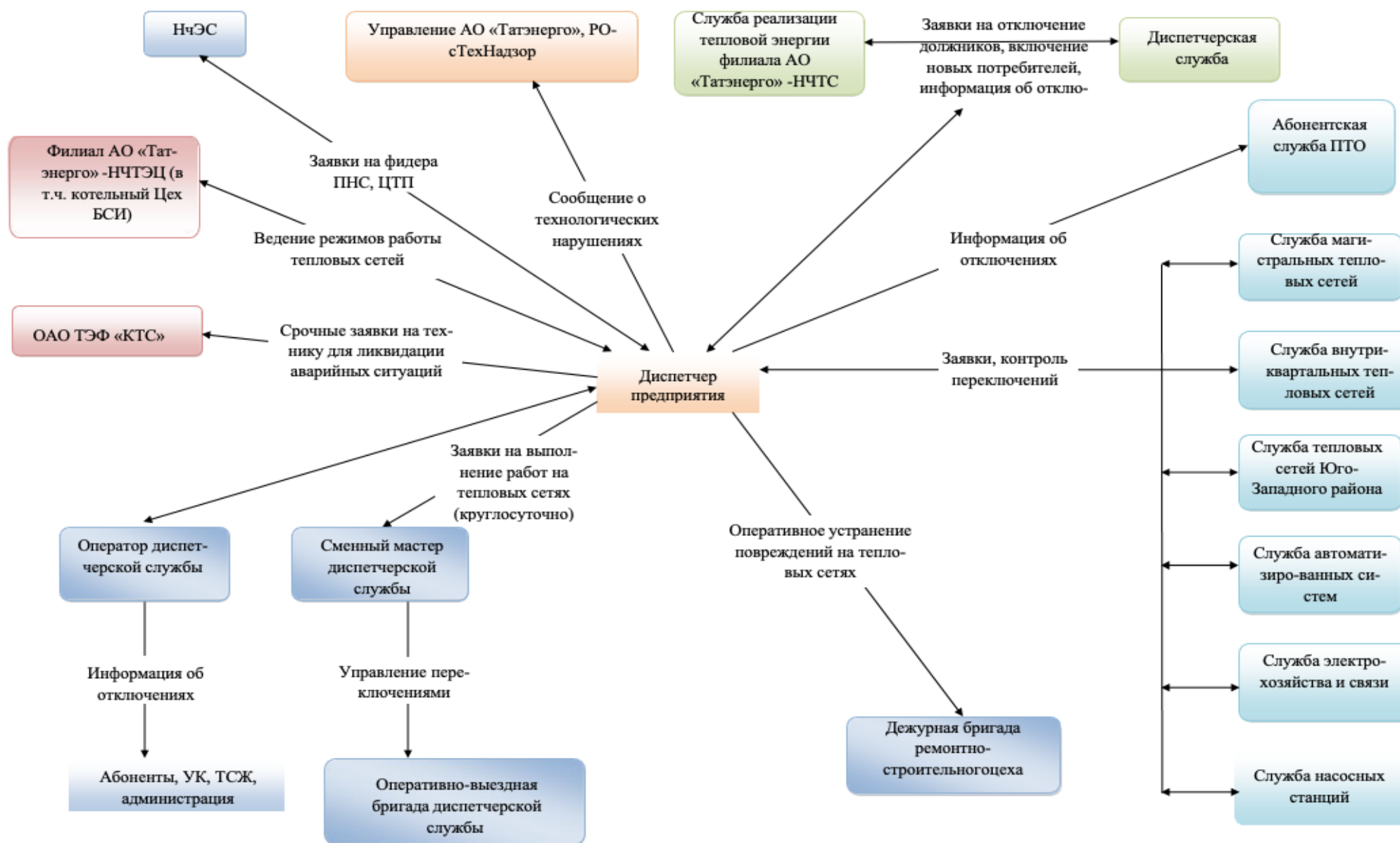


Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла

1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Филиал АО «Татэнерго» «НчТЭЦ» по договору теплоснабжения осуществляет отпуск произведенной тепловой энергии на ТЭЦ и Котельным цехом БСИ в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и ООО "Тепловые сети западного вывода".

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 отпуска 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).

В системе теплоснабжения №3 теплосетевой организацией является ООО "Тепловые сети западного вывода".

Информация о подтверждении статуса теплосетевой организации ООО "Тепловые сети западного вывода" начиная с 1 сентября 2022 года в соответствии с пунктом 56 (1) Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (ред. от 17.10.2024) "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" приведена в таблице ниже.

Дополнительно стоит отметить, что тепловые сети площадки Стройбаза ООО «ТСЗВ» будут выведены из эксплуатации после истечения 3 лет с даты поступления уведомления о выводе из эксплуатации тепловых сетей в Исполнительный комитет города Набережные Челны- 23.08.2024г.

Табл. 1.1 Информация о соответствии критериям отнесения ООО "Тепловые сети западного вывода" к теплосетевой организации

Критерии отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям	Наличие/отсутствие критерия (+/-)
Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок более 12 месяцев тепловыми сетями, используемыми для оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в системе теплоснабжения и (или) водопроводными сетями, используемыми для оказания услуг по транспортировке горячей воды в открытых системах теплоснабжения, при этом неразрывная протяженность участков указанных сетей в пределах одной системы теплоснабжения составляет для поселений, городских округов, в границах которых она расположена, с суммарной численностью населения от 500 тыс. человек до 1 млн. человек не менее 3 километров в 2-трубном исчислении	+
Доля присоединенной тепловой нагрузки собственных теплопотребляющих установок не превышает 20 процентов общей тепловой нагрузки, присоединенной к принадлежащим им на праве собственности и (или) на ином законном	+

Критерии отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям	Наличие/отсутствие критерия (+/-)
основании тепловым сетям	
Наличие организованной деятельности аварийно-диспетчерской службы, в том числе путем заключения договора на оказание услуг с организацией, осуществляющей деятельность по аварийно-диспетчерскому обслуживанию, на срок не менее расчетного периода регулирования	+
Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет"	+

1.3 Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения

Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения в зоне деятельности ЕТО АО «Татэнерго» отсутствуют.

1.4 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии, а также котельных, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

На территории города не функционируют промышленные (ведомственные) источники тепловой энергии, имеющие изолированные зоны действия и обеспечивающих потребности в тепле собственных объектов (не осуществляют регулируемую деятельность в области теплоснабжения).

1.5 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. 1.2 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов	Количество жителей	Примечание
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	
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. 20, 21, 22, 25, 26, 27
	ИТОГО	3 540,00	8 124,00	

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

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов	Количество жителей	Примечание
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	1 945,00	4 105,00	

Табл. 1.4 Информация по жилым районам, с многоквартирными домами с использованием индивидуальных источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов/квартир	Жилая площадь, м ²	Примечание
1	Замелекесье (Комсомольский район)	416	23382	
2	Элеваторная гора (Комсомольский район)	44	1730,6	
3	ГЭС (Комсомольский район)	23	1128,8	
4	Тарловка (Комсомольский район)	56	1456,5	
5	Орловка (Комсомольский район)	13	642,4	
6	Новый город (Центральный район)	291	62510,4	
7	Чаллы Яр (Центральный район)	660	47005,6	
8	22 мкр (Центральный район)	40	3069,8	
9	61 мкр (Автозаводский район)	158	11163,6	
10	67а мкр (Автозаводский район)	208	18606,8	
	ИТОГО	1 909	170 696,5	

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны представлены на Рис. 1.7.

1.6 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

В 2024 году изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны, отсутствуют.

Часть 2. Источники тепловой энергии

В настоящее время в городе существуют 2 источника централизованного теплоснабжения:

1. Набережночелнинская ТЭЦ.
2. Котельный цех БСИ.



Рис. 2.1 Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны

2.1 Источник комбинированной выработки

2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

2.1.1.1 - Набережночелнинская ТЭЦ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г. Набережные Челны осуществляется только на Набережночелнинской ТЭЦ – структурном подразделении АО «Татэнерго».

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 редукционно-охладительной установки НчТЭЦ представлены в Табл. 2.4.

Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	1	Ленинградский металлический завод	1973	60	139	86	53	130	555
ПТ-60-130/13	2	Ленинградский металлический завод	1973	60	139	86	53	130	555
Т-100-130-2	3	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-2	4	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-3	5	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	6	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	7	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1976	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	8	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1977	110	175	175	0	130	555
Р-50-130/13	9	Ленинградский металлический завод	1978	50	188	0	188	130	555
Т-175/210-130	10	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1984	175	270	270	0	130	555
Т-185/220-130	11	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1988	185	280	280	0	130	555
Итого:				1 180	2 052	1 758	294		

Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Котлоагрегат	Ст. N	Завод-изготовитель	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
					давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-84Б	1	ТКЗ	1973	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	2	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	3	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	4	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	5	ТКЗ	1975	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	6	ТКЗ	1976	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	7	ТКЗ	1977	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	8	ТКЗ	1977	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	9	ТКЗ	1978	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	10	ТКЗ	1980	420	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	11	Красный котельщик	1984	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	12	Красный котельщик	1986	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	13	Красный котельщик	1988	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	14	Красный котельщик	1993	500	140	560	газ	мазут
ИТОГО				6 200				

Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-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			2 040				

Табл. 2.4 Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	1994
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№2	150	1976
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№3	30	1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№4	30	1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№5	57	1977
БРОУ 140/13 ст. №1	250	1994
БРОУ 140/13 ст. №2	250	1994
БРОУ 140/13 ст. №3	150	1976
БРОУ 140/13 ст. №4	150	1999
БРОУ 140/13 ст. №5	250	1993
БРОУ 140/13 ст. №6	250	1993
БРОУ 140/13 ст. №7	250	1993

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

2.1.2.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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

Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность (ретроспективный период) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2020	1180	1180	4092	2052
2021	1180	1180	4092	2052
2022	1180	1180	4092	2052
2023	1180	1180	4092	2052
2024	1180	1180	4092	2052

2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

2.1.3.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Ограничения установленной тепловой мощности на источнике НчТЭЦ приведены в Табл. 2.6.

2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

2.1.4.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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 источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2020	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,1
2021	2052	2040	4092	0	4092	1,0	4091,0
2022	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,1
2023	2052	2040	4092	0	4092	0,8	4091,2
2024	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,2

2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

2.1.5.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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

Все теплофикационные агрегаты Набережночелнинской ТЭЦ отобраны по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2024 год.

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 энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2024 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84Б	1973	300 000	259 161	2039	294 745	2	2027
2	ТГМ-84Б	1974	300 000	264 627	2034	295 144	2	2027
3	ТГМ-84Б	1974	300 000	276 438	2032	-	2	2032
4	ТГМ-84Б	1974	300 000	264 640	2033	305 157	2	2030
5	ТГМ-84Б	1975	300 000	267 872	2032	305 157	2	2030
6	ТГМ-84Б	1976	300 000	266 444	2031	-	2	2029
7	ТГМ-84Б	1977	300 000	264 266	2031	-	2	2028
8	ТГМ-84Б	1977	300 000	240 480	2034	278 160	2	2030
9	ТГМ-84Б	1978	300 000	230 004	2037	252 984	2	2027
10	ТГМ-84Б	1980	300 000	187 339	2058	-	2	2032
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	171 344	2049	-	2	2032
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	177 108	2047	-	1	2031
13	ТГМЕ-464	1988	300 000	158 483	2052	-	1	2025
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	79 458	2095	-	1	2031

Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2024 года, час.	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1973	220 000	302 707	295	323	2005	337 647	3	2035
2	ПТ-60-130/13	1973	220 000	300 354	252	281	2005	347 098	3	2045
3	T-100-130-2	1974	220 000	285 804	268	296	2007	294 448	2	2027
4	T-100-130-2	1974	220 000	271 367	262	294	2010	296 479	2	2029
5	T-100-130-3	1975	220 000	283 840	280	314	2009	308 000	2	2030
6	T-100-130-3	1975	220 000	287 968	287	317	2006	327 845	3	2034
7	T-100-130-3	1976	220 000	292 448	289	321	2009	302 462	2	2026
8	T-100-130-3	1977	220 000	260 743	292	312	2015	269 936	1	2026
9	P-50-130/13	1978	220 000	240 071	200	222	2022	273 297	1	2030
10	T-175/210-130	1984	220 000	170 403	157	190	2028	220 000	-	2038
11	T-185/220-130	1988	220 000	171 047	169	210	2032	220 000	-	2035

Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2024 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, лет	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 471	1996	4 года	5	2025
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 770	1996	4 года	5	2025
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 669	1996	4 года	5	2025
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 717	2036	4 года	5	2025
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 499	1997	4 года	5	2025
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 228	1997	4 года	5	2025
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 452	2000	4 года	4	2026
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 638	2001	4 года	4	2026
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 266	2002	4 года	4	2026
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 809	2005	4 года	4	2025
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 516	2006	4 года	4	2025
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 352	2006	4 года	4	2026
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	19 000	2006	4 года	4	2026

Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ, источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Турбоагрегат	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
ЕГО: 68651401 - ТГ-1	60	60	60	50,1	46,4	64,6	67	69	37,4	41,4	60	60
ЕГО: 68651402 - ТГ-2	60	60	60	56,8	49,6	45,6	43,1	45,4	51,2	57	60	60
ЕГО: 68651403 - ТГ-3	105	105	105	102	78,6	92,8	85,1	72,2	79,7	92,8	105	105
ЕГО: 68651404 - ТГ-4	105	105	105	102	78,7	92,8	85,1	72,6	79,7	92,8	105	105
ЕГО: 68651405 - ТГ-5	110	110	110	106,1	79	73,5	70,5	102,7	101,8	108,4	110	110
ЕГО: 68651406 - ТГ-6	110	110	110	106,1	94,1	73,5	70,5	74,6	96,9	94,7	110	110
ЕГО: 68651407 - ТГ-7	110	110	110	106,9	79	73,5	71,6	74,6	80,6	108,4	110	110
ЕГО: 68651408 - ТГ-8	110	110	110	106,9	79,2	73,5	71,6	74,6	80,6	108,4	110	110
ЕГО: 68651409 - ТГ-9	50	50	50	27	17	0	0	0	17	26	50	50
ЕГО: 68651410 - ТГ-10	175	175	175	153,7	134,3	123,9	120,4	123,7	134,2	154,1	175	175
ЕГО: 68651411 - ТГ-11	185	185	185	181,7	169,1	126,2	122,5	126	136,1	181,7	185	185
Итого	1180,0	1180,0	1180,0	1099,3	905,0	839,9	807,4	835,4	895,2	1065,7	1180,0	1180,0

2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

2.1.6.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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.

1.1. НЧТЭЦ расположена в юго-восточной части промышленной зоны города Набережные Челны.

Установленная электрическая мощность НЧТЭЦ 1180 МВт, номинальная тепловая мощность ТЭЦ - 4092 Гкал/ч, в том числе:

- тепловая мощность отборов турбин 2052 Гкал/ч;
- пиковых водогрейных котлов ПТВМ-100 – 600 Гкал/ч;
- пиковых водогрейных котлов ПТВМ-180 – 1440 Гкал/ч.

1.2. Первая очередь ТЭЦ введена в эксплуатацию в период 1971-79 гг. Вторая очередь ТЭЦ введена в эксплуатацию в период 1979-89 гг.

Для покрытия тепловых и электрических нагрузок на НЧТЭЦ установлено следующее основное оборудование:

- десять энергетических котлов типа ТГМ-84 «Б» ст.№10;
- четыре энергетических котла типа ТГМЕ-464 ст.№11-14;
- два турбоагрегата с турбинами типа ПТ-60-130/13 ст.№1,2;
- два турбоагрегата с турбинами типа Т-100/120-130-2 ст.№3,4;
- четыре турбоагрегата с турбинами типа Т-100/120-130-3 ст.№5,6,7,8;
- один турбоагрегат с турбиной типа Р-50-130/13;
- один турбоагрегат с турбиной типа Т-175/210-130;
- один турбоагрегат с турбиной типа Т-185/220-130;
- шесть водогрейных котлов типа ПТВМ-100 ст.№1-6;
- восемь водогрейных котлов типа ПТВМ-180 ст.№7-14.

1.3. Энергетические котлы ст.№1-14 и турбоагрегаты ст.№1-11 имеют поперечные связи по пару 140 кгс/см^2 и питательной воде. Поперечные связи по пару разделены на 7 секций, а 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 направляется в коллектора пара 13 кгс/см^2 . Для резервирования производственных отборов предусмотрены семь БРОУ-140/13 кгс/см^2 .

Потребителями пара 13 кгс/см^2 являются:

- заводы КАМАЗ;
- в пиковом режиме при нагреве сетевой воды после ПСГ-2 до максимальной температуры по графику теплосети пиковые бойлерные (ПБ) ст.№10, ст.№11, ст.№12;
- деаэраторы высокого давления ст.№1-13;
- топливный цех станции - мазутное хозяйство;
- баки-аккумуляторы подпиточной воды;
- склад реагентов ХЦ;
- калориферы котлов.

Пар с теплофикационных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№1,2 направляется в коллектор пара $1,2 \text{ кгс/см}^2$. Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ-13/1,2 кгс/см^2 ст.№3, 4, 5.

Потребителями пара $1,2 \text{ кгс/см}^2$ являются:

- подогреватели химочищенной и хозяйственной воды (ПХОВ и ПХПВ);
- подогреватели добавочной воды;
- деаэраторы низкого давления ст.№1-3.

1.4. Набережночелнинская ТЭЦ построена по проекту Львов ТЭП для электро и теплоснабжения завода КамАЗ и города Набережные Челны.

Теплоснабжение завода разделено на три самостоятельных потребителя.

Это подающие и обратные трубопроводы заводов РИЗ, ЗРД.

Теплоснабжение города производится по трем напорным трубопроводам и трем обратным трубопроводам. Все обратные трубопроводы на ТЭЦ 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 РИЗ.

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 Н.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 подающие трубопровода Н.Город-3.

Кроме этого, в пиковой котельной №3 смонтированы два подающих трубопровода для резервного теплоснабжения заводов РИЗ, которые соединены с подающими трубопроводами пиковой котельной №2.

Схема теплоснабжения заводов и города позволяет подавать сетевую воду помимо водогрейных котлов и насосов третьего подъема.

Обратная (или после ПСГ ТГ-10, 11) сетевая вода насосами НТВ подается в ПБ ст.№10,11 и далее в трубопровод греющей воды на вакуумные деаэраторы подпитки теплосети.

1.5. В теплофикационной схеме НЧ ТЭЦ задействовано следующее оборудование:

-шестнадцать подогревателей сетевой воды горизонтальных (ПСГ) турбоагрегатов ст.№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11;

-три пиковых бойлера (ПБ) ст.№10 (два пароводяных+один водоводяной);

-четыре пиковых бойлера (ПБ) ст.№11(три пароводяных+один водоводяной);

-шесть пиковых бойлеров (ПБ) ст.№ 12 (четыре пароводяных+два водоводяных);

-четырнадцать водогрейных котлов (шесть ПТВМ-100, восемь ПТВМ-180).

1.6. В настоящее время тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, а также на горячее водоснабжение покрываются подогревателями сетевой воды (ПСГ-1, 2) турбоагрегатов ст.№3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11. Пиковые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения покрываются бойлерными ст.№10, 11, 12 и водогрейными котлами.

Пиковые бойлерные №10, 11, 12 были предназначены для подогрева сетевой воды параллельно турбинам с обратной. Для снижения удельных расходов топлива, с сокращением отпуска тепла с паром производственного отбора смонтирована схема подачи сетевой воды на ПБ после ПСГ ТГ-10, 11. Подача сетевой воды на город после ПБ осуществляется помимо ПК-3.

1.7. Для восполнения потерь в тепловых сетях предусмотрена схема подпитки теплосети. Вода питьевого качества после подогрева на ПХПВ до 30-35 °С подается на ХВО. После умягчения по трубопроводу Ø820 мм подпиточная вода подается в вакуумные деаэраторы. После деаэраторов вода за счет гидростатического напора подается в аккумуляторные баки ст.№ 2-4 (баки №1, 5-10 выведены в резерв). Вода из баков-аккумуляторов по двум коллекторам подается во всасывающий коллектор подпиточных насосов.

После подпиточных насосов вода через распределительный узел подается на подпитку теплосети в трубопроводы обратной сетевой воды.

1.8. Схема теплоснабжения города и заводов КамАЗа разделена из-за разного давления в теплосети. На город задействована схема через пиковые котельные №1 (ПТВМ-100 ст.№1-6) и пиковую котельную №3 (ПТВМ-180 ст.№10-14); на заводы – через пиковую котельную №2 (ПТВМ-180 ст.№7-10)

1.9. Теплоснабжение от ТЭЦ происходит в Новый город по западному тепловому выводу по трем магистралям в 4 нитки в 1, 2 и 3 очередь (на 3 очереди 2 нитки). На заводы отпуск тепловой энергии производится от восточн. вывода №1 и западного вывода №3.

1.10. В городе Набережные Челны до 2006 г. существовали две систем теплоснабжения:

1) Юго-Западная часть города (жилые районы ГЭС, Сидоровка) обеспечивалась теплом от котельного цеха БСИ НЧ ТЭЦ с закрытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения;

2) Северо - Восточная часть города (Новый город) обеспечивается теплом от Набережно-Челнинской ТЭЦ.

В 2006-2008 году выполнены работы по объединению двух существующих систем теплоснабжения города в единую систему, обеспечиваемую тепловой энергией весь город Набережные Челны – выполнена перемычка $2 \times \varnothing 1000$ мм между камерой переключения магистральных Набережночелнинских тепловых сетей и подземной насосной станции (ПНС) жилого района «ЗЯБ» протяженностью 6,3 км. При этом объединении из работы выведен ряд малоэффективных котельных Юго-Западной части города. Начиная с 2009 года в городе Набережные Челны введен единый тариф на услуги теплоснабжения. Дефицит тепловой энергии в Юго-Западной части города покрывается котельным цехом БСИ Набережночелнинской ТЭЦ.

При этом значительно снижена социальная напряженность в городе, увеличена загрузка мощностей Набережночелнинской ТЭЦ и, соответственно, повышена её эффективность.

Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	3ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1974
2	3ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1974
3	4ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1974
4	4ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1974
5	5ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1975
6	5ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1975
7	6ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1976
8	6ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1976
9	7ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1976
10	7ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1976
11	8ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1977
12	8ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1977
13	10ПСГ-1	ПСГ-5000-2,5-8П	УТМЗ	1984
14	10ПСГ-2	ПСГ-5000-3,5-8П	УТМЗ	1984
15	11ПСГ-1	ПСГ-5000-2,5-8П	УТМЗ	1988
16	11ПСГ-2	ПСГ-5000-3,5-8П	УТМЗ	1988

Табл. 2.12 Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСТ-2300-3-8-II	87,5(100)	3500
ПСТ-2300-2-8-I	87,5(100)	3500
ПСТ-5000-3,5-8П	135(155)	6000
ПСТ-5000-2,5-8П	135(155)	6000
Пиковые бойлеры		
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500

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

Табл. 2.13 Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м.в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос	СЭ-1250-140	1250	60	630	1
Сетевой насос	СЭ-1250-140	1250	60	630	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	70	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	70	500	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	60	1250	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	180	1250	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	180	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м.в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-70М	630	70	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-70М	630	70	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	КРНА-400-500-40А-01	710	60	710	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1

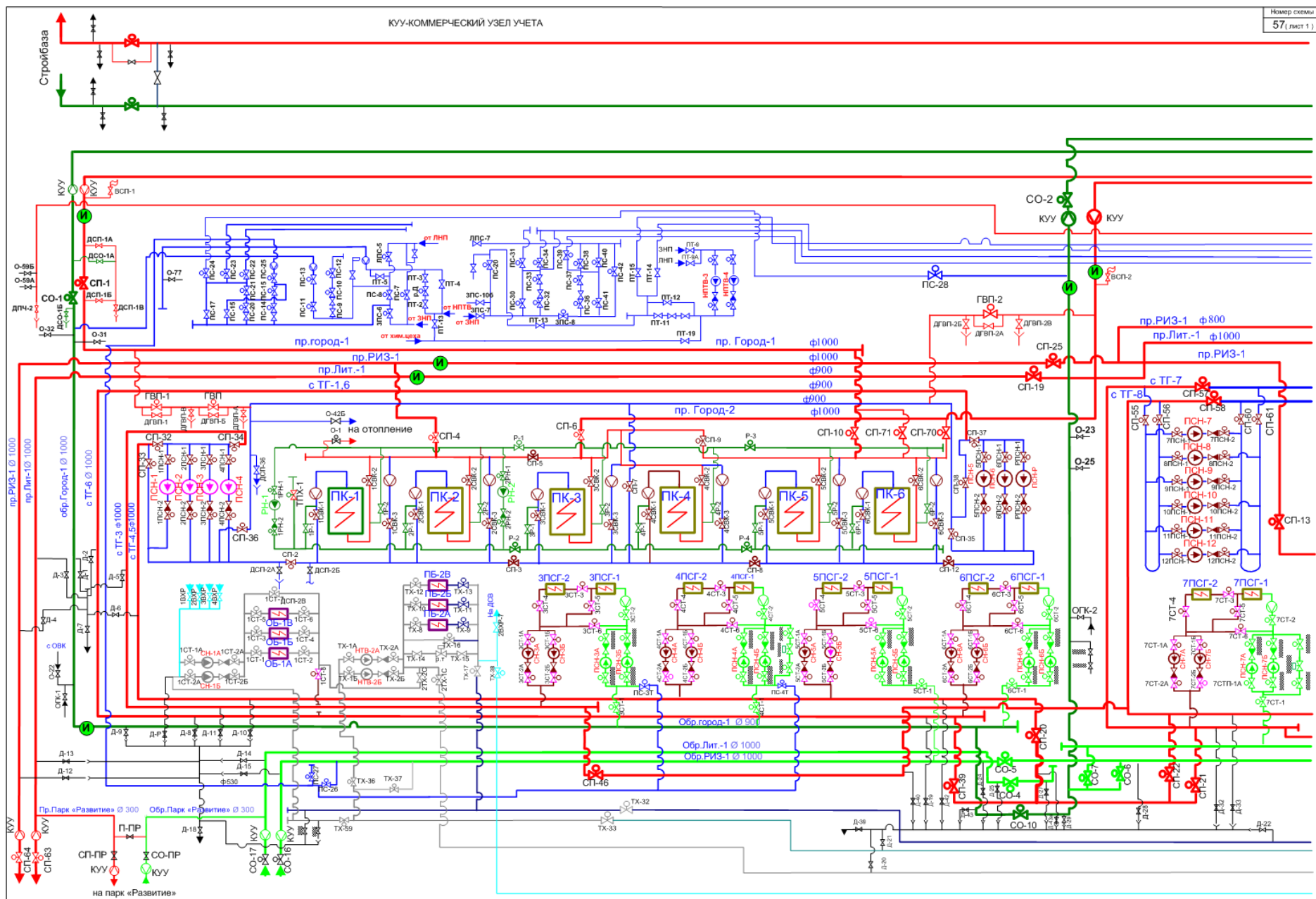


Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 1)

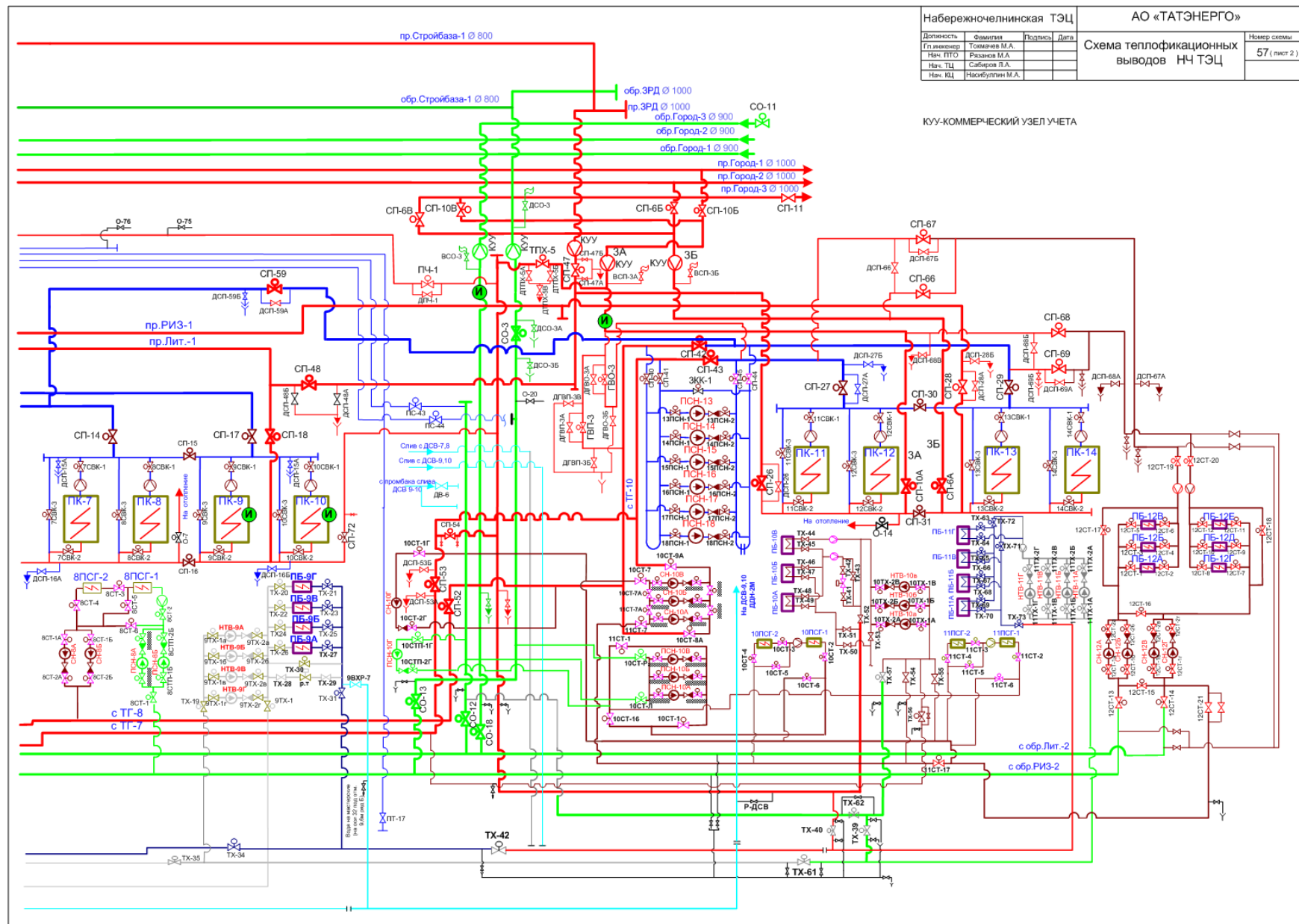


Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 2)

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

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.

В настоящее время регулирование тепловой нагрузки потребителя осуществляется качественно-количественным методом.

Технический проект системы теплоснабжения Северо – Восточной части города Набережные Челны выполнен ЦНИИЭП инженерного оборудования г. Москва в 1974 г. Согласно проекту, тепловая энергия должна транспортироваться тремя тепловыми магистралями 2 ϕ 1000мм по температурному графику 150/70 $^{\circ}$ C.

Между магистральными трубопроводами в черте города выполнены перемычки для резервирования. Для обеспечения оптимальных гидравлических режимов построены насосные станции на обратных трубопроводах. На отопительный сезон 2023 – 2024 гг. Исполнительным Комитетом утвержден температурный график работы системы теплоснабжения 150/70 $^{\circ}$ C с верхней срезкой 114 $^{\circ}$ C. Верхняя срезка температурного графика обусловлена техническим состоянием внутренних систем теплопотребления потребителей. Недостаток тепловой энергии, обусловленный срезкой температурного графика, в настоящее время компенсируется увеличением расходов сетевой воды с Набережночелнинской ТЭЦ.

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественно-количественным регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70 $^{\circ}$ 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 $^{\circ}$ 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-х 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 справке “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 смещения 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 вышеперечисленное привело к тому, что с 1997 года температурный режим работы тепловых сетей для обеспечения безопасности потребителей был установлен 150 – 70 $^{\circ}$ C с верхней

срезкой 105°C (точка излома при $t_{\text{нар}} = -12^{\circ}\text{C}$). 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 01.01.2025 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения закончен в 2022 году.

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

Температурный график				
Температура наружного воздуха,	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе
°C	°C	°C	т/час	т/час
8	75	48	12065	11874
7	75	47	12893	12893
6	75	46	13911	13911
5	75	46	12704	12704
4	75	45	13044	13044
3	75	44	15024	15024
2	75	43	13625	13625
1	78	44	13744	13744
0	80	44	13445	13445
-1	82	45	14020	14020
-2	83	46	14199	14199
-3	85	46	15038	15038
-4	87	47	14279	14279
-5	89	47	14118	14118
-6	91	48	14409	14409
-7	92	48	14492	14492
-8	94	49	14941	14941
-9	95	50	15557	15557
-10	97	50	14900	14900
-11	98	51	15492	15492
-12	99	51	15632	15632
-13	101	52	15772	15772
-14	102	53	16239	16239
-15	103	53	16277	16277
-16	104	54	16249	16249
-17	105	54	16906	16906
-18	106	55	17355	17355
-19	107	55	17453	17453
-20	108	56	17884	17884

Температурный график				
Температура наружного воздуха,	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе
-21	109	57	18316	18316
-22	110	57	18394	18394
-23	110	58	19180	19180
-24	111	58	19242	19242
-25	112	59	19665	19665
-26	112	59	20089	20089
-27	113	60	20547	20433
-28	113	61	20462	20348
-29	113	62	20765	20650
-30	114	63	20667	20551
-31	114	64	21020	20905

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°C 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°C. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 42-58°C.

Набережночелнинская ТЭЦ имеет 5 отдельных тепловодов (РИЗ-1, ООО «ТСЗВ» – ЗРД, и тепловоды №100 -2d1020 мм, тепловод №200 – 2d1220 мм, тепловод №300 – 2d1020 мм – обеспечивающие теплоснабжение города), и учет расходов теплоносителя по подающим и обратным тепловодам осуществляется отдельно.

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. Система теплоснабжения – закрытая.

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, но вводе те же параметры, что и для систем отопления. Это привело к интенсивной коррозии систем теплоснабжения зданий и к зарастанию внутренних поверхностей трубопроводов системы теплоснабжения в целом

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

Температура наружного воздуха, °C	Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, °C	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, °C	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °C	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °C
-31	110	68	110	68
-30	110	67	110	67
-29	109	67	109	67
-28	109	66	109	66
-27	108	65	108	65
-26	108	65	108	65
-25	107	64	107	64

Температура наружного воздуха, °C	Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, °C	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, °C	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °C	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °C
-24	107	64	107	64
-23	106	63	106	63
-22	105	62	105	62
-21	105	62	105	62
-20	104	61	104	61
-19	103	60	103	60
-18	102	60	102	60
-17	101	59	101	59
-16	100	58	100	58
-15	99	58	99	58
-14	98	57	98	57
-13	96	56	96	56
-12	95	56	95	56
-11	94	55	94	55
-10	92	54	92	54
-9	91	53	91	53
-8	90	52	90	52
-7	88	52	88	52
-6	86	51	86	51
-5	85	50	85	50
-4	83	49	83	49
-3	81	48	81	48
-2	79	48	79	48
-1	77	47	77	47
0	75	46	75	46
1	73	45	73	45
2	70	43	70	43
3	70	45	70	45
4	70	46	70	46
5	70	48	70	48
6	70	49	70	49
7	70	51	70	51
8	70	52	70	52

2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки

2.1.8.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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 Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	11,42	29,96
2021	13,07	36,37
2022	12,87	35,05
2023	12,45	34,67
2024	12,99	38,43

2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

2.1.9.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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 на НЧТЭЦ, 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 ТСР 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.

Табл. 2.17 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД 1 ПСВ) на 2024 год

№	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	255 Гкал/ч	ЗападныйТП-1 Город-1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	4488 м³/ч	ЗападныйТП-1 Город-1 ПСВ	02.09.2024г. (4г.)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	7,9 кгс/см³ 74,8 °С	ЗападныйТП-1 Город-1 ПСВ	08.06.2022г. (3г)
				03.04.2024г. (4г.)

Табл. 2.18 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД-1 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	255 Гкал/ч	ЗападныйТП-1 Город 1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	1702 м³/ч	ЗападныйТП-1 Город 1 ОСВ	02.07.2024г. (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1 кг/см² 52,6 °С	ЗападныйТП-1 Город 1 ОСВ	08.06.2022г. (3г)
				03.04.2024 (4г)

Табл. 2.19 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0,1 Гкал/ч	ЗападныйТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	10 м³/ч	ЗападныйТП-2 Город 2 ПСВ	17.05.2023 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1,6 кгс/см² 37,6 °С	ЗападныйТП-2 Город 2 ПСВ	27.04.2023 (3г) 03.04.2024 (4г)

Табл. 2.20 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0,1 Гкал/ч	Западный ТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	5 м³/ч	Западный ТП-2 Город 2 ОСВ	20.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 кгс/см² 50,4 °С	Западный ТП-2 Город 2 ОСВ	27.04.2023 (3г) 03.04.2024 (4г)

Табл. 2.21 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (1) ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	Западный ТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	7 м³/ч	Западный ТП-3 Город 3 (1) ПСВ	02.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 кгс/см² 54,9 °С	Западный ТП-3 Город 3 (1) ПСВ	27.04.2023 (3г) 18.07.2022 (4г)

Табл. 2.22 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (2) ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	Западный ТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	1 м³/ч	Западный ТП-3 Город 3 (2) ПСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 кгс/см² 34,4 °С	Западный ТП-3 Город 3 (2) ПСВ	20.06.2023 (3г) 13.06.2023 (4г)

Табл. 2.23 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	ЗападныйТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	0 м ³ /ч	ЗападныйТП-3 Город 3 ОСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,5 кгс/см ² 38,4 °С	ЗападныйТП-3 Город 3 ОСВ	27.04.2023 (3г) 08.05.2024 (4г)

2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

2.1.10.1 Набережночелнинская ТЭЦ

За период 2010-2024 гг. отказов и восстановлений оборудования, приводящих к нарушению отпуску тепла в тепловые сети, не происходило.

Табл. 2.24 Статистика отказов отпуски тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения (отопительный / неотопительный период)	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	0	0	0	-	0
	Всего событий	0	0	-	0

Табл. 2.25 Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

2.1.11 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств

2.1.11.1 Набережночелнинская ТЭЦ

1. Для производства пара 10-13 ата, потребителям и пара на собственные нужды станции, пара 1,2 ата на собственные нужды станции используется следующее оборудование: энергетические котлы ТГМ-84Б ст.№1-10 и ТГМЕ-464 ст.№11-14, паровые турбины ПТ-60-130/13 ст.№1-2, Р-50-130/13 ст.№9, БРОУ 140/13 ата ст.№1-7, РОУ 140/1,2 ата ст.№1-2 и РОУ 13/1,2 ата.

Схема производства пара:

Подготовка добавочной воды для котлов производится на установке ХВО. Камская вода от ООО «Челныводоканал» тремя водоводами Ду600 подается во встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов ст.№3, 4 и при необходимости на подогреватель сырой воды типа ПСВ-315. Со встроенных пучков турбоагрегатов и подогревателя сырой воды камская вода насосами сырой воды направляется на ХВО с температурой 35°С по двум трубопроводам на гребенку сырой воды в химический цех, откуда распределяется на осветлители (4шт.) через аппараты магнитной обработки (АМО). Предусмотрена схема подачи на предочистку хозяйственной воды. В этом случае режим не изменяется, но корректируется дозирование реагентов.

В осветлителях уменьшается щелочность, жесткость, из воды удаляются грубодисперсные и коллоидные примеси, снижается окисляемость на 50-70%, содержание взвешенных веществ снижается до 10 мг/дм³, содержание кремнекислоты снижается на 25%, содержание железа до 300 мкг/дм³, уменьшается цветность воды. Осветленная вода поступает из осветлителей №1,3 в бак осветленной воды БОВ №1, а из осветлителей №2,4 в бак осветленной воды БОВ №2, откуда насосами осветленной воды /НОВ/ подается последовательно через механические двухкамерные фильтры, АМО, водород - катионитовые фильтры 1 ступени, анионитовые фильтры 1 ступени, декарбонизаторы эжекторного типа и поступает в баки частично-обессоленной воды /БЧОВ/.

Частично-обессоленная вода подается насосами частично - обессоленной воды /НЧОВ/ на водород - катионитовые фильтры 2 ступени, анионитовые фильтры 2 ступени. После фильтров 2 ступени вода подается:

- на бак химобессоленной воды, откуда насосами /НХОВ/ подается на производство /КамАЗ/;
- на гребенку химобессоленной воды и далее после ионоловушек на главный корпус в баки чистого конденсата. На первой очереди на всас насосов чистого конденсата с БЧК №1, 2 и далее на деаэраторы низкого давления (ДНД) №1, 2 и в конденсаторы турбин по ряду «А». На второй очереди – обессоленная вода поступает непосредственно в баки БЧК №3,4 и далее насосами чистого конденсата подается на ДНД №3.

Деаэрированная вода с деаэраторов низкого давления подается в линию основного конденсата после ПНД-2 турбоагрегатов ст.№1, 2 или в коллектор основного конденсата деаэраторов высокого давления (ДВД) в ДВД ст.№1-13. Греющей средой ДНД является пар из общестанционного коллектора 1,2 ата. Пар в общестанционный коллектор 1,2 ата поступает из Т-отборов турбин ПТ-60-130/13, от РОУ-140/1,2 ата и от РОУ-13/1,2 ата.

Для деаэрации основного конденсата турбоагрегатов ст.№1-8, 10, 11 установлены 13 деаэраторов высокого давления. Деаэрированная вода с деаэраторов поступает на всасывающий коллектор питательных насосов, далее питательными электронасосами ст.№Р, 1-14 через подогреватели высокого давления турбоагрегатов ст.№ 1-11 – на питание котлоагрегатов. Греющей средой деаэраторов является пар с производственного отбора турбоагрегатов ст.№1, 2, 9 и от БРОУ 140/13.

Пар с параметрами 130 ата после котлоагрегатов поступает на турбогенераторы и в коллектор острого пара.

Потребителям пара 10-13 ата пар поступает из производственных отборов турбоагрегатов ст.№1, 2, 9. Пар 10-13 ата в паропроводы 10-13 ата может подаваться также от БРОУ 140/13 ст.№1-7. Пар с трубопроводов пара 10-13 ата отводится также на покрытие собственных нужд ТЭЦ (на РОУ 13/1,2, на пиковые сетевые подогреватели, на деаэраторы высокого давления, на калориферы котлов, на мазутное хозяйство, на паровые эжектора турбин).

2. Для восполнения потерь в тепловых сетях предусмотрена схема подпитки теплосети. От ООО«Челныводоканал» вода питьевого качества тремя водоводами подается на четыре подогревателя хоз.питьевой воды (ПХПВ) типа ПСВ-315-3-23 и далее направляется на ХВО.

Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей производится на установке ПТС.

Установка ПТС химцеха состоит из двух самостоятельных очередей.

Установка работает следующим образом: исходная вода питьевого качества из главного корпуса по первому трубопроводу подается на распределительную гребенку узла ПТС химцеха, сюда же вводится ингибитор «Акварезалт». С распределительной гребенки исходная вода поступает на две группы насосов повышения давления НПД, далее распределяется по блокам.

Производительность I очереди установки ПТС – 2200 т/час. Установка состоит из четырех блоков по 550 т/час.

Производительность II очереди установки ПТС 2725 т/час. Состоит из 5 блоков, производительностью 545 т/час.

Вода проходит четыре последовательных процесса:

1) Дозирование «Акварезалта -1040-2-5» в хозпитьевую воду (ХПВ);

2) Подкисление, производится концентрированной серной кислотой, в зависимости от сезонного качества ХПВ.

3) Декарбонизацию на декарбонизаторах пленочного типа.

Декарбонизаторы предназначены для удаления углекислоты.

I очередь: на декарбонизатор № 1-4. Далее вода поступает в баки химочищенной воды №1, 2 (БХОЧВ). Из баков химочищенной воды, насосами ПТС (НПТС № 1-4) вода подается на гребенку химочищенной воды.

II очередь: для более глубокого удаления углекислоты над декарбонизаторами № 3А, 4А дополнительно установлены декарбонизаторы эжекторного типа (по 2 шт. на каждом декарбонизаторе).

После декарбонизации умягченная вода поступает в баки умягченной воды № 1, 2 (БУВ). Из баков умягченной воды вода, насосами умягченной воды №1-4 подается на гребенку химочищенной воды.

4) Подщелачивание производится раствором щелочи для удаления остаточной углекислоты в трубопроводы химочищенной воды при необходимости.

После умягчения подпиточная вода подается на вакуумные деаэраторы (ДСВ) и на деаэратор двойного назначения (ДДН). В схеме предусмотрен дополнительный подогрев химочищенной воды на двух подогревателях (ПХОВ) типа ПСВ-315-3-23. Деаэрированная вода поступает в баки аккумуляторы (БА). Из БА во всасывающий коллектор подпиточных насосов и далее через распределительный узел на подпитку теплосети в трубопроводы обратной сетевой воды. Греющей средой ПХПВ и ПХОВ является пар из общестанционного коллектора 1,2 ата.

5. Выдачу тепловой мощности на отопление и горячее водоснабжение НЧТЭЦ осуществляет от теплофикационных установок т/а ст.№ 3-8, 10,11. Пиковые тепловые нагрузки покрываются бойлерными группами (ПБ типа ПСВ-500-14-23) ст.№10, 11, 12 и водогрейными котлами ст.№1-14.

Основной нагрев сетевой воды происходит в подогревателях сетевых горизонтальных (ПСГ), греющей средой которых служит пар теплофикационных отборов турбин типа Т-100/120-130 ст. №3-8 и турбин типа Т-175/210-130 ст.№10, Т-185/220-130 ст.№11. Последующий нагрев сетевой воды до температуры происходит в ПБ ст.№10, 11, 12, греющей средой которых является пар 13 ата. Пар 10-13 ата на пиковые бойлера поступает из производственных отборов т/а ст. №1, 2, регулируемого отбора т/а ст. №9, от БРОУ 140/13.

6. Циркуляция сетевой воды осуществляется насосным оборудованием теплофикационных установок турбин типа Т, сетевыми насосами пиковых бойлеров установленным в ТЦ главного корпуса и сетевыми насосами водогрейных котлов на пиковой котельной ст.№1-3. Водогрейные котлы (ПВК) подключаются только в пиковые нагрузки.

2.1.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

2.1.12.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В настоящее время предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» отсутствуют.

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

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

2.1.13.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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 Проектный и установленный топливный режим

2.1.14.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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 промузлу. 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.

Система газоснабжения (основное топливо)

Подача природного газа на энергетические и водогрейные котлы осуществляется через три газораспределительных пункта (ГРП), из которых ГРП-1 производительностью 400 тыс. м³/ч, ГРП-2 производительностью 320 тыс. м³/ч, ГРП-3 производительностью 420 тыс. м³/ч.

Источником газоснабжения НЧ ТЭЦ является газораспределительная станция (ГРС-3). Рабочее давление в линии газа до ТЭЦ поддерживается в пределах 2,5÷6 кгс/см².

Газ с каждого ГРП поступает по трубопроводам Ø1000 мм на главный корпус, по трубопроводам Ø700 мм идёт на пиковые водогрейные котельные ст.№1-3.

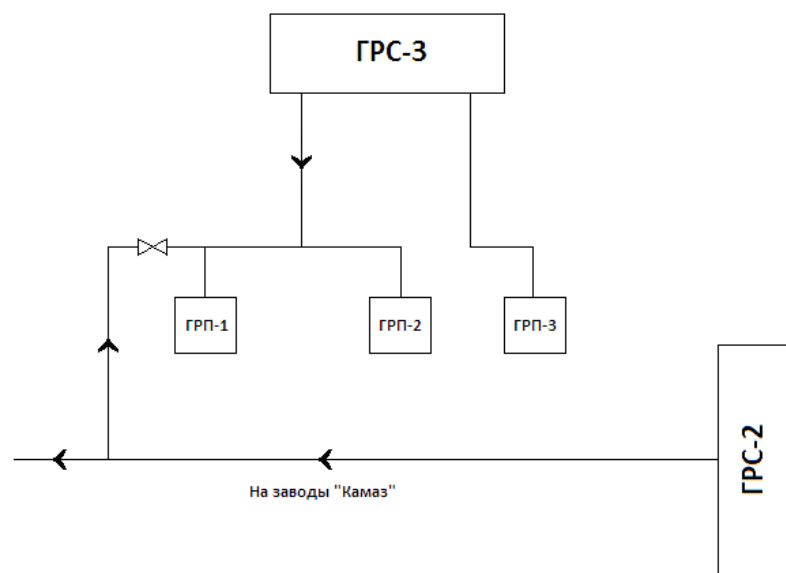


Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НчТЭЦ

Система резервного топлива

Согласно проектным данным, в качестве жидкого топлива используется мазут марки М100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2%. Максимально-часовой расход мазута по ТЭЦ составляет 680 т/ч, в том числе по II очереди – 450 т/ч.

По проекту I-ой очереди строительства на мазутохозяйстве размещены: два спаренных мазутослива длиной по 316 м каждый, 12 металлических мазутных баков наземного типа полезной емкостью по 10 тыс. м³ каждый. Баки 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. Вдоль сливных лотков размещены 4 промежуточные сливные емкости, 2 помещения арматуры сливного устройства и здание щита управления сливом.

По проекту II-ой очереди строительства на мазутохозяйстве размещены: один спаренный мазутослив длиной 179 м, который стал продолжением существующего спаренного слива;

- 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс.м³ в земляном обваловании;
- промежуточная сливная емкость и здание помещения арматуры сливного устройства.

Мазутные резервуары введены в эксплуатацию: I-ая группа в 1973 году, II-ая группа в 1974 году, III группа в 1976 году. Всего 13 баков.

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 110°C, и давлением 6÷7 кгс/см² направляется через коллектор горячего мазута к 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°C 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 каждый.

Конденсат после пароспутников возвращается в котельный цех. 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) – $2,5^{\circ}\text{C}$.

Принципиальная схема подачи мазута к котлам представлена на рис, где 1 – основной резервуар мазута; 2 – подогреватель мазута на рециркуляцию основного резервуара; 3 – фильтр очистки резервуара мазута; 4 – насос рециркуляции; 5 – насос первого подъема; 6 – основной подогреватель мазута; 7 – фильтр тонкой очистки мазута; 8 – насос второго подъема; 9 – регулирующий клапан подачи мазута к горелкам.

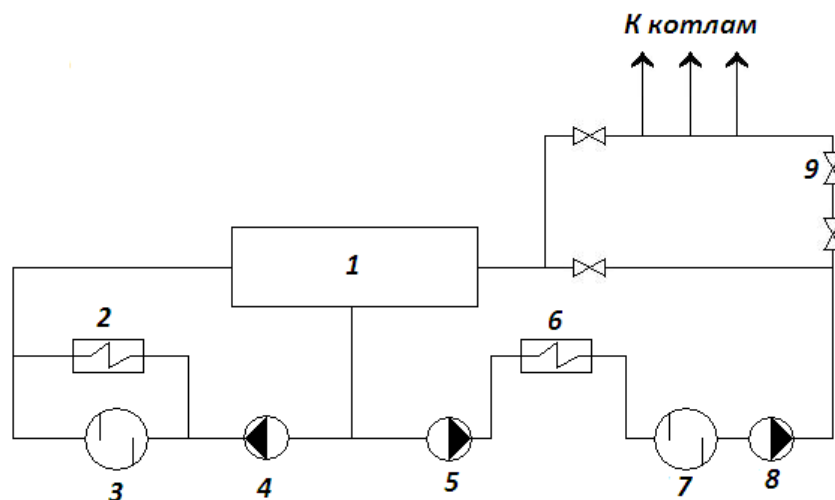


Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам

Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки приведены в Табл. 2.26.

Табл. 2.26 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

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
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0
2021	8 174	1 358 494	1 358 494	0
2022	8 222	1 294 796	1 294 796	0
2023	8 260	1 292 634	1 292 634	0
2024	8 303	1 428 410	1 428 410	0

Сведения о характеристике и расходе жидкого топлива, сжигаемого на Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.27.

Табл. 2.27 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _р , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2020	9 041	4,69	45 949,56	38 214,55	53 005,70
2021	9 099	5,19	3 271,68	4 076,47	52 120,88
2022	9 399	1,96	18 150,96	14 551,95	55 682,20
2023	9 123	4,69	0,00	2 577,06	53 051,47
2024	9 127	4,61	0,00	2 151,78	50 899,69

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

2.1.15.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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

2.1.16 Динамика изменения эксплуатационных показателей ТЭЦ

Эксплуатационные показатели функционирования Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.28.

Табл. 2.28 Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Выработка электрической энергии	тыс.кВт-ч	3 105,248	3 759,556	3 622,691	3 584,151	3 983,641
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	тыс.кВт-ч	1 828,255	2 110,622	2 110,384	1 979,969	2 089,365
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	тыс.кВт-ч	1 276,993	1 648,934	1 512,307	1 604,182	1 894,276
Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	тыс.кВт-ч	2 838,024	3 454,778	3 318,038	3 281,663	3 650,660
Расход электрической энергии на собственные нужды, в т.ч.:	тыс.кВт-ч	267,224	304,778	304,653	302,488	332,981
расход электрической энергии на ТФУ	тыс.кВт-ч	61,659	66,970	68,949	65,158	70,292
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	3 652,183	4 197,358	4 139,711	3 992,058	4 191,583
из производственных отборов;	тыс. Гкал	869,473	824,952	792,722	928,525	912,547
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 222,859	3 828,534	3 792,235	3 496,801	3 725,960
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,067	5,351	10,496	5,598	0,256
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из ПВК	тыс. Гкал	12,340	27,815	18,780	32,273	30,333
из РОУ	тыс. Гкал	0,328	0,632	0,793	0,000	8,739
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с сетевой водой	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с паром	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Расход тепла на производство электрической энергии	тыс. Гкал	4 498,927	5 733,981	5 480,984	5 582,125	6 464,714
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	177,871	174,286	155,779	184,444	199,183
Удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч	1 449	1 525	1 513	1 557	1 623
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 479	1 555	1 543	1 588	1 654
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	98,5	98,2	98,4	98,0	97,9
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	447	453	459	447	450
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	259	279	269	256	262
с паром теплофикационных	кВт-	497	490	499	497	496

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
отборов	ч/Гкал					
с паром на вп	кВт-ч/Гкал	605	-	582	581	586
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе:		-	-	-	-	-
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	230,544	231,129	233,065	232,335	236,960
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	394,379	398,295	400,142	399,456	400,728
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	298,1	304,6	302,8	307,2	315,0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	129,1	128,6	129,5	130,5	130,5
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 317,438	1 591,921	1 540,835	1 528,778	1 697,221

2.2 Котельный цех БСИ – ЕТО №1 – АО «Татэнерго»

2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

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

Котельный цех БСИ предназначен для выработки тепловой энергии в виде сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей и потребителей жилищно-коммунального сектора Юго-Западной части г. Набережные Челны.

В котельном цехе установлено 7 паровых и 6 водогрейных котлов.

Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

Нагрузка по сетевой воде для Юго-Западной части города и потребителей БСИ покрывается:

- подогревателями сетевой воды ПСВ-315-14/23 - 2 шт.;
- водогрейными котлами ПТВМ-100 - 4 шт.

Водогрейные котлы ПТВМ-30М – 2 шт. находятся на консервации.

Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Нагрузка по пару покрывается:

- паровыми котлами ГМ 50/14 – 2 шт.;
- паровыми котлами ГМ 50/14 – 1 шт. на консервации;
- паровым котлом ДКВР 20/13 – 1 шт.;
- паровым котлом ДКВР 20/13 – 2 шт. на консервации;
- паровым котлом ДКВР 10/13 – 1 шт.

Пар от котлов потребляется сторонними потребителями и идет на собственные нужды станции, в том числе на водоподготовку и мазутное хозяйство.

Установленная тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,2 Гкал/час.

Табл. 2.29 Состав и технические характеристики основного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году

N п/п	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										
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	ДКВР-20/13	1	1972	11,4	590,2	-	90,4	178,3	04.02.2026
2		ДКВР-20/13	1	1972	11,4		-	90,43		19.07.2026
3		ДКВР-10/13	1	2011	11,4		-	90,55		01.09.2025
4		ДКВР-20/13	1	1973	5,7		-	90,23		29.09.2025
5		ГМ-50-14	1	1979	30,1		-	-		04.02.2026
6		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	93,24		18.10.2027
7		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	92,58		19.10.2027
8		ПТВМ-100	1	1976	100		-	95,9		22.03.2028
9		ПТВМ-100	1	1976	100		-	96,57		01.03.2028
10		ПТВМ-100	1	1980	100		-	96,66		21.10.2026
11		ПТВМ-100	1	1981	100		-	96,41		09.02.2027
12		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
13		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
ВСЕГО:			13		590,2					

2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационной установки. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной

Табл. 2.30 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году, Гкал/ч

N п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	590	90,1	500,1	0,825	499,275
ИТОГО		590	90,1	500,1	0,825	499,275

2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Табл. 2.31 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

N п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	62539	7251	52239,2	природный газ, мазут	9655
ИТОГО		62539	7251	52239,2	-	9655

2.2.4Срок 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. 2.32 и Табл. 2.33.

Табл. 2.32 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. паровых котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Наработка за 2024 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
1	ДКВР-20/13	1972	50738	349	4	1	1985	04.02.2026
2	ДКВР-20/13	1972	62774	891	2	3	1987	19.07.2026
3	ДКВР-10/13	2011	29935	2945	26	1	-	01.09.2025
4	ДКВР-20/13	1973	101313	2222	6	6	1986	29.09.2025
5	ГМ-50-14	1979	77973	0	0	-	2005	04.02.2026
6	ГМ-50-14	1978	81236	577	2	5	2009	18.10.2027
7	ГМ-50-14	1978	84254	570	2	5	1997	19.10.2027

Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. водогрейных котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Наработка за 2024 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
8	ПТВМ-100	1976	93488	141	1	5	2012	22.03.2028
9	ПТВМ-100	1976	102242	119	1	5	2012	01.03.2028
10	ПТВМ-100	1980	68332	8	1	6	2010	21.10.2026

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Наработка за 2024 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
11	ПТВМ-100	1981	74782	15	1	6	2011	09.02.2027
12	ПТВМ-30	1984	30768	0	0	-	-	-
13	ПТВМ-30	1984	28536	0	0	-	-	-

Табл. 2.34 Состав и характеристики насосного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации
№ 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

Наименование	Марка	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Количество, шт
Насос хозяйственной воды	К-100-65-200-С-УХЛ	100	50	18,9		220	5
Насос хозяйственной воды	Д-320-50	320	50	55		220	1
Насос рециркуляции	Д-320-50	320	50	75	1500	220	1
Питательный насос	ЦНСГ-60-198	60	198	55		220	2
Питательный насос	ЦНСГ-60/264	60	264	75		220	1
Подпиточный насос	К-45-30	30	34,5	7,5		220	3
Вентилятор ДВ котлов ПТВМ-30	ВД-12	39000	0,6	55	14700	220	4
Дымосос котлов ПТВМ-30	ДН-19	108000	0,48	132	740	220	2
Сетевой насос №1	СЭ-1250-140	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №2	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №3	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №4	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №5	KRNA-400/700/64	1250	140	710	1500	220	1
Сетевой насос №6	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №6	СЭ-1250-140-12	1250	140	630	1500	220	1
Питательный насос №4,5,6,7	ЦНСГ-60-264	60	264		2950	220	4
Подпиточный насос №1,2	4К-12	90	40	17	2900	220	2
Подпиточный насос №4	4К-8А	90	40	22	2900	220	1
Пиковый подпиточный насос №5	4К-8А	90	40	22	2900	220	1

Наименование	Марка	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Количество, шт
Пиковый подпиточный насос №6	НКУ-250	250	30	40	1450	220	1
Конденсатный насос	3К-6	40	41,5	17	2900	220	1
Конденсатный насос	3К-7	40	40	17	2900	220	1
Вентилятор	ВД-15,5	45	0,345	75	730	220	3
Дренажный насос	РЗ-30Н	18	50		100	220	2
Мазутонасос ИТН	5НК-5*1	70	108		2950	220	2
Конденсатный насос	2К-6	20	30		2900	220	2
Мазутонасос ИТН	5Н-5*4	90	310		2950	220	3
Погружной насос	12 НА-22*6	150	54		1500	220	2
Дымососы котлов ПТВМ-30	ДН-22*2-0,62 ГМ	289000	330	328	750	220	4
Дымососы котлов ГМ	Д-15,5	95000	415	160	980	220	3

Табл. 2.35 Параметры сетевых подогревателей Котельный цех БСИ за 2024 год

Наименование	Тип подогревателя	Поверхность нагрева, м²	Давления пара, МПа	Производительность по расходу воды, т/ч	Производительность по тепловой энергии, Гкал/ч	Производительность по тепловой энергии Гкал/ч (факт)
ПСВ -315-3-23	двухходовые подогреватели	315	0,25/0,4	1130	56,5	14,5
ПСВ -315-14-23			0,8/1,5	1130	45,2	

2.2.5 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ

В связи с тем, что 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 (см. страницу 52). Отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с выходными параметрами $P_{\text{пара}} = 7 \text{ кг/см}^2$, $T_{\text{пара}} = 168 \div 180^\circ \text{C}$.

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.

2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельной

На Рис. 2.6 и Рис. 2.7 представленных ниже, приведены технологическая схема основных паропроводов и схема сетевых трубопроводов Котельного цеха БСИ.

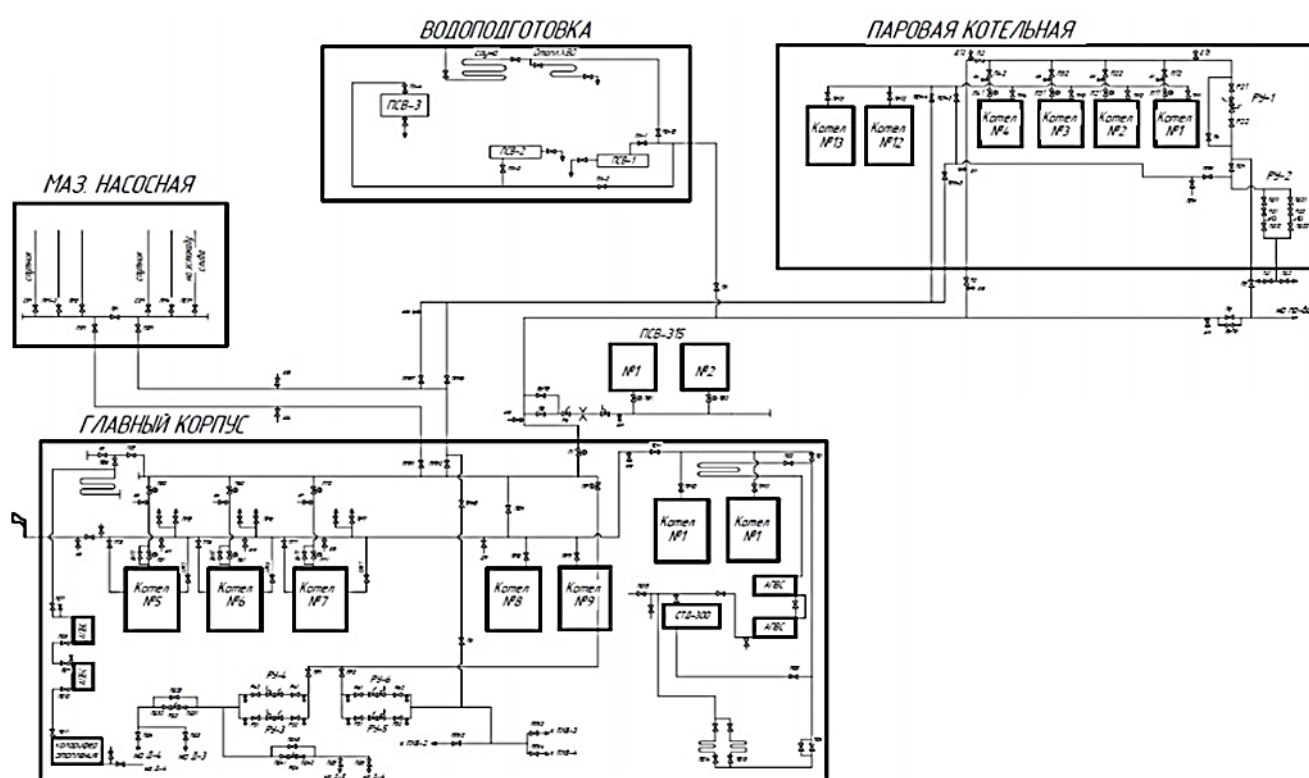


Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ

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

Состав и характеристика насосного оборудования, а также параметры сетевых подогревателей котельной представлены в Табл. 2.34 и Табл. 2.35.

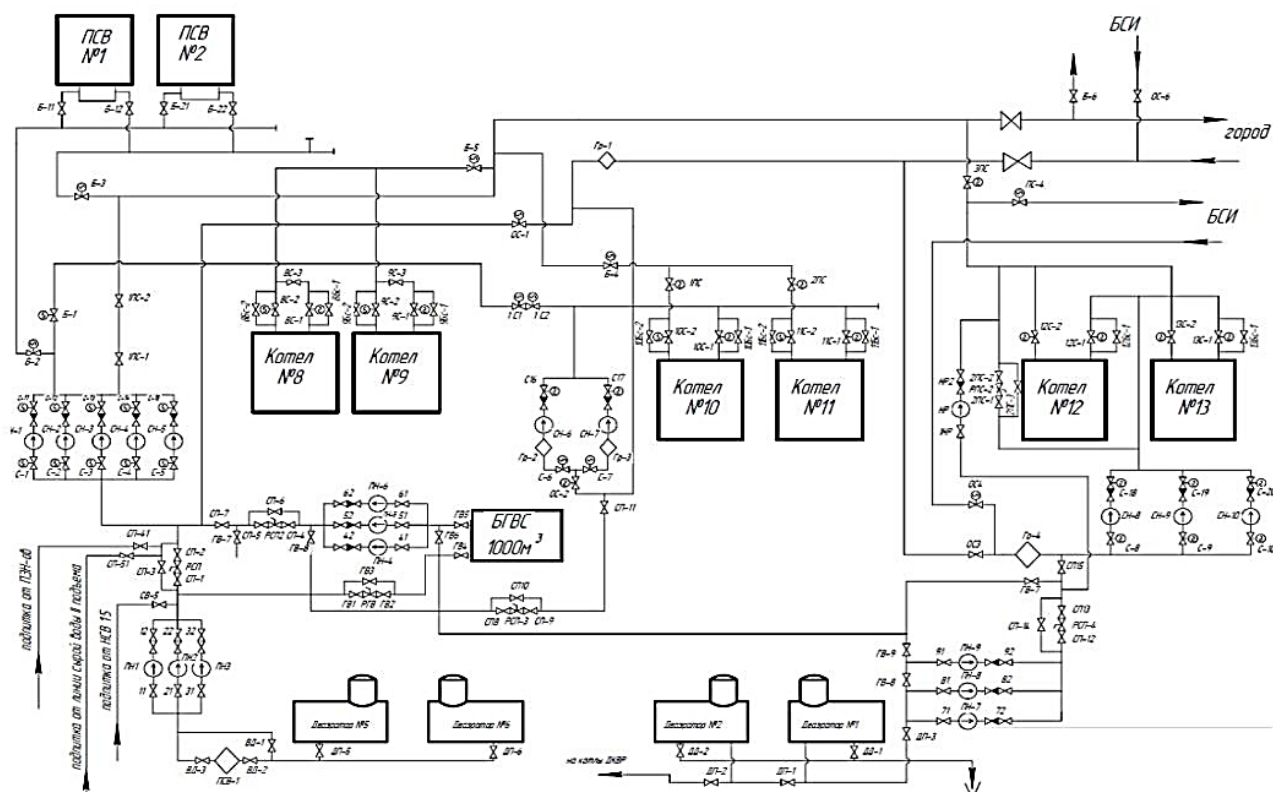


Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ

2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ

В Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования представлены данные по среднегодовой загрузке оборудования Котельного цеха БСИ.

Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год

N кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2024	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	590	62 539	106,0
	ИТОГО:	590	62 539	106,0

2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в 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 «НчПТС» 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. Отпуск тепловой энергии, производимой котельным цехом БСИ, подлежит коммерческому учету и помощью установленных приборов:

- по отопительной воде – тепловычислитель КАРАТ-011 в составе с расходомерами US-800;
- по пару - тепловычислитель КАРАТ-М в составе с расходомерами ИРГА.

Табл. 2.37 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	Карат- 011	±4%	Учет тепловой энергии пара	25.05.2025
2	1	ИРГА-РВ	±2%		30.09.2025
3	1	ОВЕН ПД100И	±0.5%		08.11.2026
4	1	ТСП-Н	±(0.05+0.001t),°C		01.07.2026
5	1	Карат	±4%	Учет отпуска в водяную теплосеть	16.06.2027
6	2	US - 800	±1%		25.07.2026
7	2	DMP	±0.5%		25.08.2026
8	2	КПТПР	±(0.05+0.001t),°C		02.08.2026
ИТОГО:	11				

2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети за период 2009 – 2024 гг. не зафиксировано.

Табл. 2.38 Динамика теплоснабжения котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям), за 2024 год

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

2.2.10 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/см² 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 деаэраторы, 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 ДКВР - 20/13, ДКВР - 10/13.

Подогретая вода проходит двухступенчатое натрий-катионирование и подается в атмосферные деаэраторы, 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.

2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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.

2.2.12 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. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2024 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2024 год
1	Котельный цех БСИ	газ	8 294	9 647
	Котельный цех БСИ	мазут	9 555	8
всего газ				9 647
всего мазут				8
Итого				9 655

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

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

2.2.14 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных

Эксплуатационные показатели функционирования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.40.

Табл. 2.40 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	35	36	37	38	39
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	151,8	151,8	156,9	153,4	154,4
Собственные нужды	%	6,9	15,6	26,6	9,1	11,6
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	161,6	180,8	213,4	174	184,8
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	19,7	29,6	38	24,4	35,9
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	3,76	2,1	0,93	1,95	1,21
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)	%	100	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
количества котельных)						
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
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		мазут	мазут	мазут	мазут	мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	8	8	8	8	8

Часть 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 2 теплосетевые организации и сети локальных источников теплоснабжения:

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

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 2022 года в городе был осуществлен переход на закрытую схему горячего водоснабжения.

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

Протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении, находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», составляет 743747,264 м.

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

- ПНС-1 – в резерве (ПКЗ);
- ПНС-3 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, 22/15А);
- ПНС-4 – в резерве (40/15А);
- ПНС-5 – в работе (на подающем и обратном тепловых сетях №100, 200, Трубный проезд 10);
- ПНС-6 – в работе (на подающем и обратном тепловых сетях №300, Трубный проезд 12);
- ПНС-7 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети магистрали №310, улица Ахметшина, за 56 комплексом);
- РТП-ЗЯБ – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, пос. ЗЯБ, 17А-III микрорайон);
- ПНС-Сидоровка – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 3/2);
- ПНС-9 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 209);
- ПНС – БСИ – в работе (на подающем трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 3/2);
- РТП-10 – в резерве (19 комплекс).

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 девятиэтажной застройки включительно.

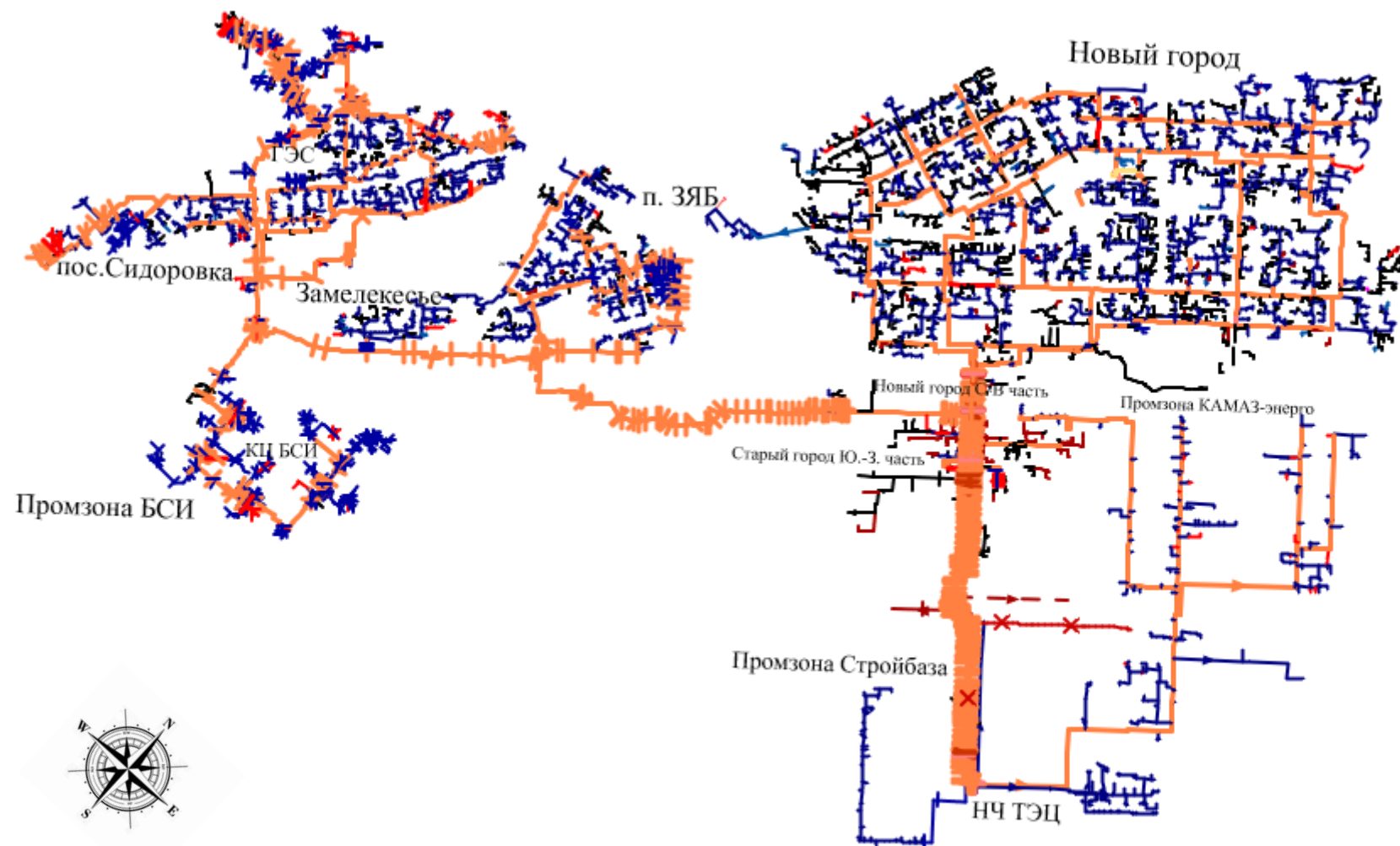


Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

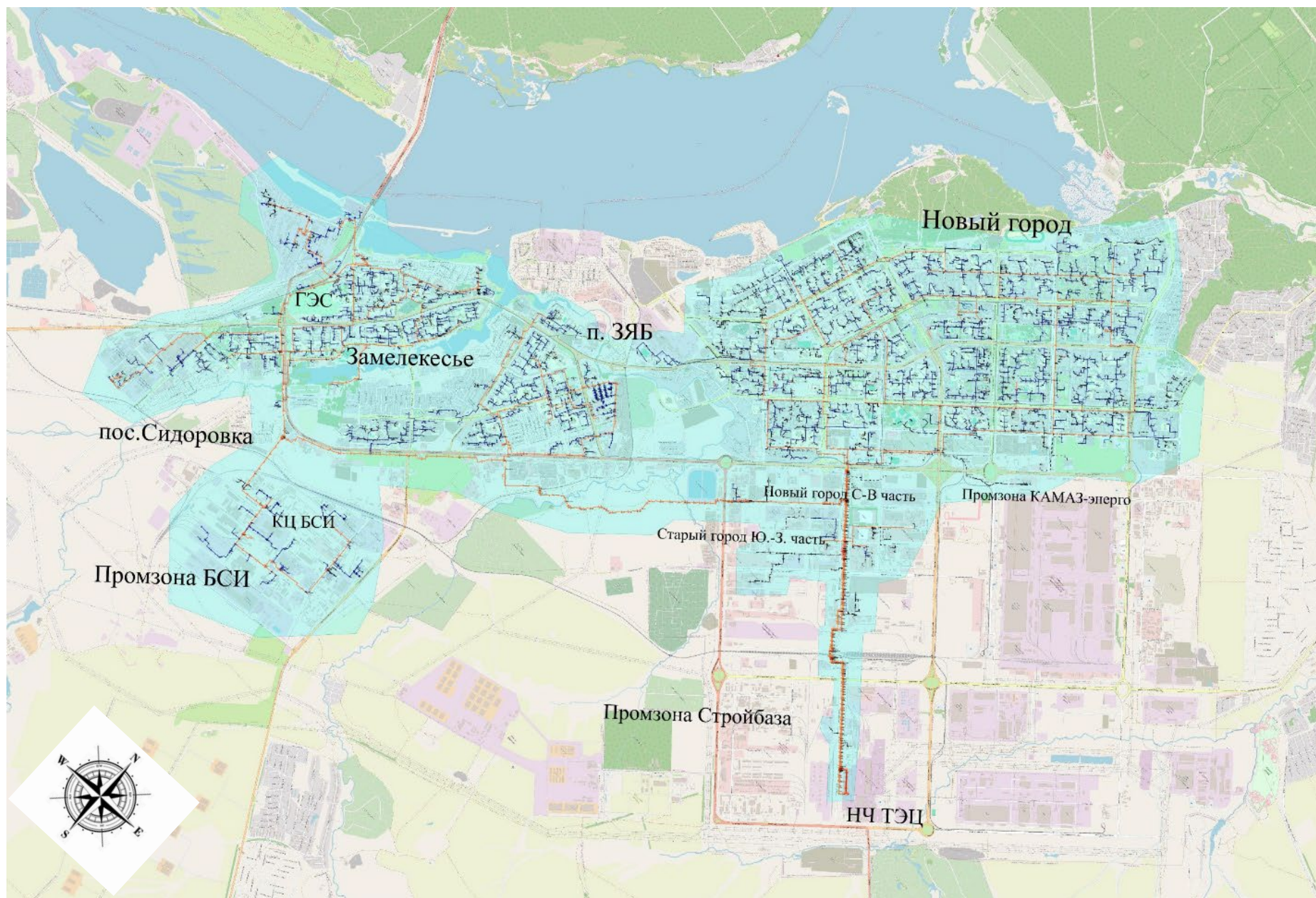


Рис. 3.2 Зона эксплуатационной ответственности тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

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.

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

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 150/70 °С со срезкой 114°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 «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.

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-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 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

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения г. Набережные Челны использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в документе «Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения» Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Набережные Челны» на период до 2043 года (актуализация на 2026 год)».

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

Суммарная протяженность тепловых сетей в городе Набережные Челны составляет 743747,264 км. в однострубно м исчислении.

По году ввода в эксплуатацию 21% (по материальной характеристике) тепловых сетей старше 1990 года; 64% проложены с 2004 года. Около 24% тепловых сетей имеют срок эксплуатации, превышающий 25 лет.

По типу прокладки трубопроводов в г. Набережные Челны преобладает подземная прокладка трубопроводов в канале (более 50% по материальной характеристике). Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы, сальниковые и сильфонные компенсаторы. Тип тепловой изоляции: предизолированные трубопроводы в ППУ-изоляции, минеральноватная тепловая изоляция.

В пределах города грунты в местах прокладки тепловых сетей представлены следующими породами суглинков коричневый, красновато-коричневый твердый и полутвердый, песок мелкий коричневый малой степени водонасыщения. Характеристика грунта, близость реки Кама являются причиной преобладания в городе Набережные Челны подземной канальной прокладки.

Городская застройка представляет собой с нормальной степенью техногенной нагрузки, с развитой сетью автомобильных дорог. Подъездные дороги имеют асфальтовое покрытие.

Естественное строение рельефа нарушено в результате хозяйственной деятельности человека. Глубина залегания уровня грунтовых вод непостоянна, изменяется в зависимости от характера рельефа и условий залегания водовмещающей толщи.

Инженерно-геологические условия строительства сетей теплоснабжения условно благоприятные. Несущая способность грунтов достаточна для любого вида строительства.

На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов. Наименее надежные участки тепловых сетей с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам, представлены в Табл. 3.1 .

Табл. 3.1 Наименее надежные участки с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод №111 на участке ТУ-9 – ТУ-9а – ТУ-10 – ТУ-11. Реконструкция	720	2393,000	1 722,960	1722,96	91,40

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод №111. ТУ-24 - ТУ-43. Реконструкция	377	242,000	91,234	505,31	100,60
	426	972,000	414,072		
Тепловод 111. Участок ТУ-24а - КТС-169 - ТУ-44. Реконструкция	325	60,600	19,695	432,33	26,40
	377	205,000	77,285		
	426	787,200	335,347		
Тепловод 111. Участок ТУ-8 - ТУ-19 - АНС-19 - КТС36 . Реконструкция	630	1530,000	963,900	1647,90	94.5
	720	950,000	684,000		94.5
Тепловод 111. Участок от ТУ-24 до ТУ-24"А". Реконструкция	377	147,000	55,419	55,42	27,60
Тепловод 211. Участок от ТУ-40 - КТС-76 - ТК-190 - до ТК-35; от ТК-190 до ТК-183. Реконструкция	325	1479,000	480,675	480,68	22,60
Тепловод 211. Участок ТУ-12 - ТУ-21; Тепловод 321. Участок ТУ-12 - ТУ-12а. Реконструкция	426	877,200	373,687	1643,05	20,60
	720	1763,000	1 269,360		148,31

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод № ПКЗ. Зона А. Участок между стойкой № 660 (точка А место опуска) и ТК-1. Реконструкция	377	348,000	131,196	131,20	9,70
Тепловод № ПКЗ, зона А. Участок от ТК-1 до ТК-1" к Челны-Лифт. Реконструкция	426	370,000	157,620	157,62	1,60
Тепловод № ПКЗ, зона Б. Участок от ТК-1а до ТК-1 к ГПАД. Реконструкция	377	198,400	74,797	74,80	3,92
Тепловые сети 10 комплекса ГЭС (тепловод №10 юз). Участки между ТК-163 – ТК-170. Реконструкция	325	790,000	256,750	256,750	27,90
Внеплощадочная теплосеть 17А мкр. Участок от точки А до ТК-290, от т.Б до ТК-291, ТК-291/1, ТК-292 (тепловод № 522). Реконструкция	426	653,000	278,178	278,178	36,43
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	426	316,000	134,616	212,09	49.5
	159	340,000	54,060		
	108	90,000	9,720		4.9
	89	36,000	3,204		1.17
	76	132,000	10,032		0.47

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	57	8,000	0,456		0,68
Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса (тепловод №15юз). Участки ТК-8/1 - ТК-61 и ТК-9 - ж/д 15/16(подвал). Реконструкция	426	392,000	166,992	241,55	5,98
	219	278,000	60,882		3,92
	108	64,000	6,912		2,10
	89	76,000	6,764		1,40
Магистральные сети от котельной №1. Участок от ТУ-4 до ТУ-4/1, ТУ-17 (тепловод № П юз). Реконструкция	426	270,000	115,020	115,02	10,70
Магистральные сети от котельной №1. Участок от ТУ-21 до ТУ-22 (тепловод № П юз). Реконструкция	426	84,000	35,784	35,78	9,80
Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС БСИ) от ТУ-5/2 до ТУ-5/2-2. Реконструкция	108	426,000	46,008	46,01	0,50
Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС БСИ) от ТУ-10 до ТУ-10/3 . Реконструкция	159	644,000	102,396	102,40	0,73
Тепловые сети 8 комплекса ГЭС. Реконструкция	219	294,000	64,386	225,332	7,11

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	159	68,000	10,812		2,27
	133	200,000	26,600		1,42
	108	876,000	94,608		0,94
	89	252,000	22,428		0,86
	57	114,000	6,498		0,47
Тепловые сети п. Сидоровка (Тепловод № С-1 юз). Участок от ТК-235 - ТК-237 - ТК-278. Реконструкция	477	990,000	472,230	885,53	18,10
	426	956,000	407,256		49,10
	108	56,000	6,048		12,99
Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция	325	1838,000	597,350	797,04	10,10
	219	120,000	26,280		3,91
	159	254,000	40,386		1,29
	108	506,000	54,648		1,49

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	89	351,000	31,239		0,74
	76	24,000	1,824		0,57
	57	795,000	45,315		0,25
Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса (тепловод № 15 юз). Участки ТК-7 - ТК-7/1, ТК-7/1 - ТК-24, ТК-2 - ТК-5, ТК-4/1 - ж/д 15/3, 15/18, ТК-5/1 - ж/д 15/4. Реконструкция	325	1044,000	339,300	361,15	23,80
	89	234,000	20,826		1,11
	57	18,000	1,026		0,63
Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция	325	690,000	224,250	230,08	19,70
	108	54,000	5,832		1,00
Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция	720	4694,000	3 379,680	3379,68	158,30
Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция	325	696,000	226,200	461,49	25,83
	159	946,000	150,414		3,80
	108	308,000	33,264		0,81

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	89	556,000	49,484		0,77
	76	28,000	2,128		0,33
Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция	426	1458,000	621,108	1249,32	29,10
	219	1709,000	374,271		8,00
	159	884,000	140,556		3,48
	133	334,000	44,422		1,94
	108	314,000	33,912		1,12
	89	358,000	31,862		0,77
	57	56,000	3,192		0,15
Теплотрасса ЗЯБ 18 комплекса (тепловод 18-юз). Реконструкция	426	779,000	331,854	609,89	45,70
	377	15,000	5,655		47,90
	325	648,000	210,600		74,50

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	273	182,000	49,686		67,90
	108	112,000	12,096		0,94
Т/сеть БСИ-ЦОК (Тепловод № 510). Реконструкция. Участки ТК-197/1 до ТК-197 до ТУ-10, от ТК-197 до ТК- 197/2 до ТК-199	720	174,000	125,280	157,66	159,07
	426	76,000	32,376		45,50
Т/сети т/станции юго-западной части (Тепловод БСИ ТС). Реконструкция. Участок от ТУ-8 до ТУ-8/1	273	160,000	43,680	43,68	1,06
Тепловод № 15. Участок ТК-4 – ТК-5 – ТК-6 – ТК-8 – ТК-10, у ж.д.30/17 и 30/09. Реконструкция	377	568,000	214,136	214,14	45,20
Тепловод № 15. Участок ТК-1 - ТК-5А – школа 28/15 МАОУ «Гимназия №77». Реконструкция	108	290,000	31,320	45,03	1,41
	89	154,000	13,706		
Тепловод № 23а. Участок между ТК-16 и ТК-21, у школы 47/18. Реконструкция	159	161,000	25,599	25,60	3,70
Тепловод №24. Реконструкция. Участки ТК-161-ТК-174-ТК-1А-48/07-Ликон (48/08); ТК-161-ж.д.48/05-ТК-160-ж.д.48/04-ТК-185-ж.д.48/03	219	212,000	46,428	149,64	5,58
	159	349,800	55,618		3,71

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	108	183,200	19,786		1,01
	89	312,400	27,804		0,51
Тепловод №15.участок от ТК-6 - ТК-44 – ТК-45 – ж.д.30/11.Реконструкция	159	226,000	35,934	35,93	1,08
Комплекс инженерных сетей теплоснабжения 60 микрорайона. Реконструкция	325	135,200	43,940	243,71	10,42
	219	196,000	42,924		5,03
	159	928,600	147,647		2,88
	108	85,200	9,202		1,22
Сети теплоснабжения к 180 ж/д 60/03. Реконструкция	219	188,400	41,260	46,44	1,45
	108	48,000	5,184		1,23
Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-10, от ТК-10 до ж/д 60/06, от ТК-10 до ТК-12, от ТК-12 до ж/д 60/09, от ТК-12 до ж/д 60/08, от ТК-11 до ж/д 60/07. Реконструкция	219	264,000	57,816	131,10	3,69
	159	320,000	50,880		2,13
	108	207,400	22,399		0,74

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Сети теплоснабжения к 180кв ж/д 60/12. Реконструкция	108	102,000	11,016	11,02	1,22
Теплосеть, кадастровый номер 16:52 040301:7488, назначение - сооружение коммунального хозяйства. Реконструкция	108	34,000	3,672	3,67	
Тепловод № 3. Реконструкция	32	118,000	3,776	372,86	0,04
	89	62,000	5,518		0,66
	57	98,000	5,586		0,13
	108	66,000	7,128		1,61
	159	710,000	112,890		4,48
	219	578,000	126,582		9,27
	273	408,000	111,384		15,71
Тепловод № 6. Реконструкция	89	38,000	3,382	152,03	0,99
	108	90,000	9,720		1,03

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	159	408,200	64,904		3,57
	219	338,000	74,022		8,07
Тепловод № 14А. Реконструкция	325	76,000	24,700	143,85	4,73
	219	340,000	74,460		4,51
	133	336,000	44,688		2,86
Тепловод № 17. Участок ТУ59-НО408-НО409- ТК2В-ж.д.32/07. Реконструкция	273	639,000	174,447	174,45	21,11
Тепловод № 22. Участок от ТК-3 до ТК-3А. Реконструкция	108	392,000	42,336	42,34	1,40
Тепловод № 24А. Реконструкция	273	302,000	82,446	126,43	18,45
	133	126,400	16,811		2,12
	108	156,000	16,848		0,74
	89	116,000	10,324		0,34

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод № 26. Реконструкция	273	330,000	90,090	170,75	23,63
	219	242,000	52,998		7,65
	159	174,000	27,666		2,73
Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция	159	508,000	80,772	80,77	2,93
Тепловод №61. Реконструкция	273	790,400	215,779	432,63	6,31
	219	116,000	25,404		6,05
	159	992,000	157,728		3,99
	108	197,200	21,298		0,98
	89	139,600	12,424		0,50
Тепловод №16. Реконструкция	426	461,000	196,386	477,51	33,32
	325	865,000	281,125		27,81
Тепловод № 17. Участок ТК-2Б-ТК-3Б-школа 32/13. Реконструкция	133	540,800	71,926	71,93	0,85

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубно м исчисления, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод № 30. Участок ТК-82 -ж.д. 56/17. Реконструкция	159	512,000	81,408	81,41	3,67
Тепловые сети 10 комплекса ГЭС (Тепловод № 10 юз) от ж/д 10/36-1 до д/сада №42. Реконструкция	76	98,000	7,448	7,45	0,63
Итого:				19 780,59	1702,77

3.4 Общая характеристика тепловых сетей

3.4.1 Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»

В Табл. 3.2 - Табл. 3.6 приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» и данные по способам прокладки тепловых сетей.

Табл. 3.2 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно м исчисления, м	Материальная характеристика, м2
300	49 605,800	16 121,885
350	5 538,460	2 087,999
400	39 036,780	16 629,668
450	1 154,000	550,458
500	21 317,140	11 298,084
600	27 130,860	17 092,442
700	24 872,010	17 907,847
800	16 737,100	13 724,422
900	8 267,120	7 605,750
1 000	74 821,010	76 317,430
1 200	11 343,430	13 838,985
Всего	279 823,710	193 174,971

Табл. 3.3 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно м исчисления, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	90 450,450	80 008,790

Канальная	174 456,840	103 062,185
непроходной канал		
проходной канал		
дюкер	0,000	0,000
Безканальная	14 916,420	10 103,996
Всего	279 823,710	193 174,971

Табл. 3.4 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	541,860	17,340
32	660,200	25,088
40	2 214,760	99,664
50	10 900,080	621,305
65	19 819,200	1 506,259
80	55 794,120	4 965,677
100	89 630,444	9 680,088
125	33 237,380	4 420,572
150	109 092,760	17 345,749
200	94 907,670	20 784,780
250	47 125,080	12 865,147
Всего	463 923,554	72 331,667

Табл. 3.5 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	0	0,00
32	0	0,00
40	0	0,00
50	0	0,00
65	0	0,00
80	0	0,00
Всего	0,00	0,00

Табл. 3.6 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	170 065	55 930,00
С 1991 по 1998	17 925	6 430,00
С 1999 по 2003	72 348,00	31 927,00

С 2004	483 409	171 219,64
Всего	743 747,26	265 506,64

3.4.2 ООО «ТСЗВ»

В таблицах ниже приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей ООО «ТСЗВ».

Табл. 3.7 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
250	929,10	253,64
300	357,58	116,21
400	3227,44	1374,89
600	4599,20	2897,50
700	2619,78	1886,24
1000	102,00	103,69
Всего	11 835	6 632,17

Табл. 3.8 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	11591,14	6565,67
Канальная	0	0,00
Бесканальная	243,62	66,51
Всего	11 835	6 632,18

Табл. 3.9 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
50	797,82	45,48
100	1001,82	108,20
150	127,70	20,30
250	966,00	263,72
300	514,78	167,30
Всего	3408,12	605,00

Табл. 3.10 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	0,00	0,00
32	0,00	0,00

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
40	0,00	0,00
50	0,00	0,00
65	0,00	0,00
80	0,00	0,00
100	0,00	0,00
125	0,00	0,00
150	0,00	0,00
200	0,00	0,00
250	0,00	0,00
Всего	0,00	0,00

Табл. 3.11 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N1 АО «Татэнерго» за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	13 995	6 958,58
С 1991 по 1998	0	0,00
С 1999 по 2003	0	0,00
С 2004	1 248	278,60
Всего	15 243	7 237,18

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

На тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» расположено 2 376 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).

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

На балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» находятся 39 ЦТП, все выведены из эксплуатации, в работе 0 шт.

Табл. 3.12 Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2020	1 в работе/ всего 51	9,254
2021	1 в работе/ всего 49	9,254
2022	1 в работе/ всего 49	0
2023	0 в работе / всего 39	0
2024	0 в работе / всего 39	0

Центральные тепловые пункты ООО «КАМАЗ – Энерго», расположенные на вводах тепловых сетей на производственные площадки ЛЗ, 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.

Все потребители (за исключением промышленных предприятий), присоединены к тепловым сетям через АИТП с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии, установка АИТП закончена в 2016 году. На 01.01.2025 все потребители переведены на закрытую схему водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

Табл. 3.13 Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
2020	3411	0,793	100%	64 потребителя фактически присоединено в 2020 году
2021	3452	н/д	н/д	н/д
2022	3493	0,469	100%	н/д
2023	3555	0,468	100%	н/д
2024	3571	0,673	100%	н/д

Табл. 3.14 Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) теплосетевой организации единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке горячего водоснабжения, %	Динамика изменения доли тепловой нагрузки горячего водоснабжения, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) к доле 2020 года
2020	14	0,1	н/д
2021	н/д	н/д	н/д
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

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.

3.7 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

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе. Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха. При центральном отоплении регулировать отпуск тепловой энергии на источнике можно двумя способами:

- расходом или количеством теплоносителя, данный способ регулирования называется количественным регулированием (при изменении расхода теплоносителя температура постоянна);
- температурой теплоносителя, данный способ регулирования называется качественным (при изменении температуры расход постоянный).

На всех теплоисточниках в зоне действия АО «Татэнерго» центральное качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям.

В Табл. 3.15 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ.

Внедрение АИТП у потребителей значительно повлияла на гидравлический режим системы теплоснабжения города существенным изменением расходов сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха

По состоянию на 31.12.2024 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения выполнен на 100%.

В течение суток температура наружного воздуха меняется, соответственно, и фактические расходы сетевой воды отличаются от расчётного режима. Разница между максимальным и минимальным расходом сетевой воды в течение суток доходит, до 4500 т/ч. Для восприятия изменяющихся расходов сетевой воды на всех подкачивающих насосных станциях (ПНС) установлены ЧРП.

Более значительное отклонение расходов наблюдается в диапазоне температуры наружного воздуха от +8 до +2 °С – температуры, соответствующей точке излома температурного графика.

Фактически в течение суток осуществляется количественное регулирование отпуска теплоэнергии, которое стало возможно благодаря оснащённости объектов города АИТП.

В течение отопительного сезона расходы теплоносителя в тепловых сетях изменяются от 9500 до 17600 т/ч. Для города, оснащённого АИТП, режимная карта, составленная на расчётный расход сетевой воды, с установленным давлением, колеблющимся от $\pm 0,5$ кгс/см² неприемлема, так как ведет к значительным расходам теплоносителя, и, как следствие, увеличению расхода электрической энергии на перекачку сетевой воды.

С целью охвата режимной картой всех возможных при эксплуатации тепловых сетей расходов предложен новый подход к составлению режимных карт, а именно: уставки режимной карты рассчитываются с шагом в 500 т/ч. При этом достигается охват возможного диапазона расходов сетевой воды в отопительный период. Режимная карта позволяет вести оптимальные режимы работы системы теплоснабжения и значительно экономит электрическую энергию. Данная режимная карта внедрена в работу с отопительного сезона 2016/2017 гг. и представлена в главе 3 обосновывающих материалов.

Все насосные станции локально автоматизированы и управляются диспетчером дистанционно и уставки ЧРП насосов и регулирующих клапанов устанавливают вручную.

В летний период, в системе теплоснабжения СЦТ-1, в зависимости от проводимых испытаний на тепловых сетях, текущих и капитальных ремонтов, в работу вводится как Набережночелнинская ТЭЦ, так и Котельный цех БСИ. Передача тепловой энергии от источника до потребителя происходит по магистральным трубопроводам, соединяющим источники тепловой энергии и город. Выбор тепловода №100,200,300 или 500, для передачи тепла в летний период, зависит от присоединенной нагрузки и расходов в данный момент времени, от шероховатости и зарастания трубопроводов, от видов работ, проводимых на тепловых сетях города. Разработанные на летний период режимные карты позволяют диспетчеру вести режим при различных ситуациях, возникающих на тепловых сетях, для обеспечения потребителей тепловой энергией в горячей воде. Расходы сетевой воды с НЧТЭЦ варьируется от 2500÷6000 т/час, от Котельного цеха БСИ 400÷1100 т/час.

В таблице 3.15. приведены нормативные и фактические параметры теплоносителя в тепловых сетях.

Нормативные параметры теплоносителя предусматривают рост расхода теплоносителя от 12 065 до 21 020 т/ч. При этом нормативный перепад температур после точки излома температурного графика должен составлять 50-53°C

Анализ фактических параметров на входе/выходе из ТФУ позволят сделать вывод, что в зоне действия срезки температурного графика расход теплоносителя повышается до 17,5 - 18,5 тыс. т/час. При этом фактический перепад температур в зоне срезки температурного графика составляет 59-61°C. Увеличение объема отпуска тепловой энергии после – 22°C осуществляется за счет увеличения фактической разности температур в трубопроводах тепловой сети.

Табл. 3.15 Нормативные и фактические параметры теплоносителя в тепловых сетях и после ТФУ

Температурный график								
Температура наружного воздуха,	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе	Фактический расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Фактический расход теплоносителя в обратном теплопроводе
°С	°С	°С	°С	°С	т/час	т/час	т/час	т/час
8	75	48	76,1	42,1	12 065	11 874	9 577	9 522
7	75	47	76,8	42,4	12 893	12 893	10 177	10 103
6	75	46	77,1	42,3	13 911	13 911	11 224	11 129
5	75	46	77,1	42,3	12 704	12 704	10 599	10 498
4	75	45	77,1	42,4	13 044	13 044	11 267	11 193
3	75	44	77,8	42,7	15 024	15 024	12 778	12 719
2	75	43	79,5	42,6	13 625	13 625	11 797	11 701
1	78	44	81,5	43	13 744	13 744	12 298	12 258
0	80	44	82,1	43,4	13 445	13 445	12 710	12 642
-1	82	45	83,4	43,9	14 020	14 020	13 512	13 432
-2	83	46	84,7	44,4	14 199	14 199	13 030	12 972
-3	85	46	86,3	44,6	15 038	15 038	13 987	13 923
-4	87	47	88,7	45,4	14 279	14 279	13 188	13 115
-5	89	47	91,7	46	14 118	14 118	12 981	12 911
-6	91	48	93	46,5	14 409	14 409	13 778	13 707
-7	92	48	94,1	47	14 492	14 492	13 561	13 472
-8	94	49	95,8	47,8	14 941	14 941	13 855	13 787
-9	95	50	96	48,1	15 557	15 557	14 524	14 434
-10	97	50	97,1	48,7	14 900	14 900	14 597	14 521
-11	98	51	98,1	49,6	15 492	15 492	15 004	14 915
-12	99	51	98,6	49,6	15 632	15 632	15 700	15 643
-13	101	52	100,1	50,3	15 772	15 772	15 512	15 413
-14	102	53	101,5	51	16 239	16 239	15 732	15 658
-15	103	53	102,4	51,4	16 277	16 277	16 294	16 202

Температурный график								
Температура наружного воздуха,	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,	Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе	Фактический расход теплоносителя в подающем теплопроводе	Фактический расход теплоносителя в обратном теплопроводе
-16	104	54	102,2	51,2	16 249	16 249	16 400	16 304
-17	105	54	104,9	52,9	16 906	16 906	16 597	16 521
-18	106	55	105,8	53,4	17 355	17 355	16 884	16 812
-19	107	55	107	54,4	17 453	17 453	17 260	17 220
-20	108	56	106,7	55,2	17 884	17 884	18 051	17 998
-21	109	57	106,5	54,6	18 316	18 316	18 351	18 291
-22	110	57	106,1	54,8	18 394	18 394	19 015	18 961
-23	110	58	109,9	54,1	19 180	19 180	17 880	17 793
-24	111	58	108,9	52,5	19 242	19 242	18 066	17 980
-25	112	59	108,7	52,1	19 665	19 665	18 408	18 357
-26	112	59	109,9	52,3	20 089	20 089	18 472	18 401
-27	113	60	114,7	53,7	20 547	20 433	17 852	17 777
-28	113	61	114,4	54,1	20 462	20 348	17 655	17 566
-29	113	62	115,4	56	20 765	20 650	17 808	17 751
-30	114	63	115,7	55,2	20 667	20 551	17 431	17 332
-31	114	64	115,6	55,4	21 020	20 905	17 468	17 395

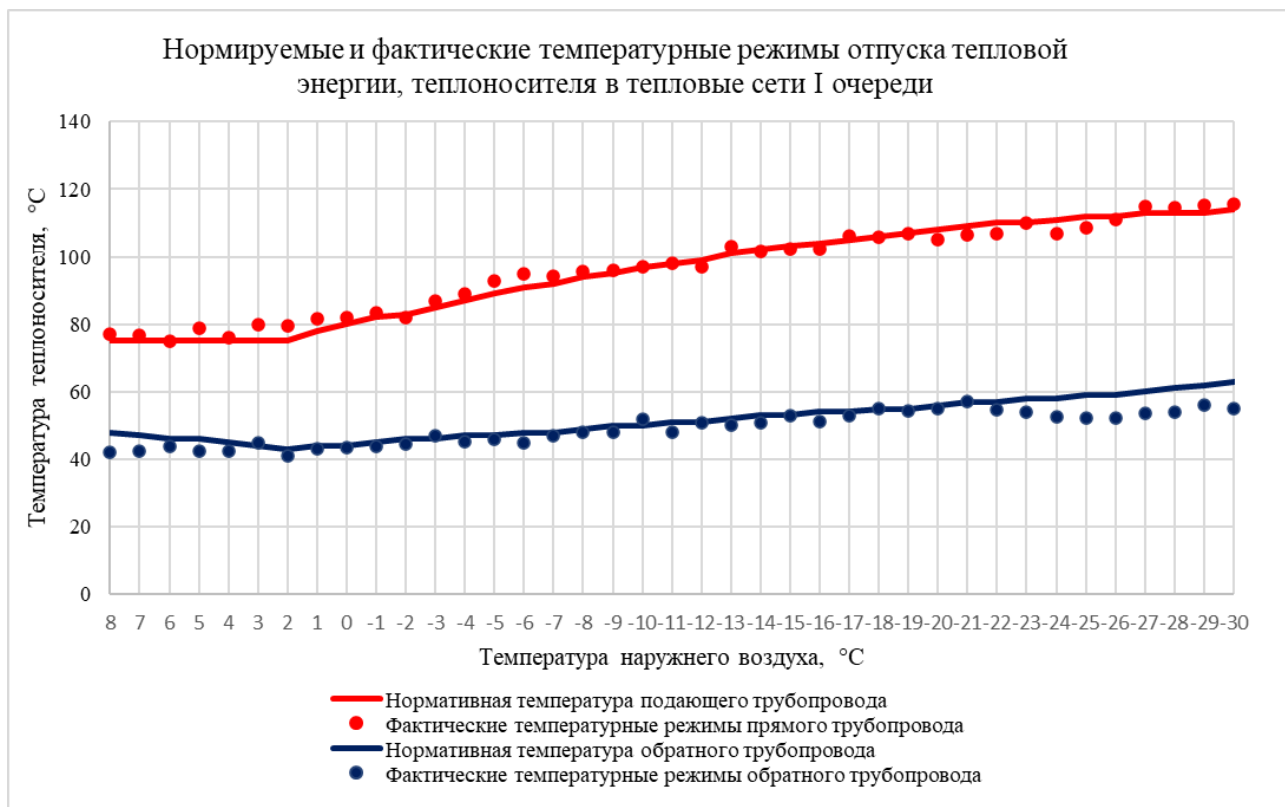


Рис. 3.2 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки

3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1024.187, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	705.822, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.079, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	144.140, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.38585, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.62665, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.73136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.08728, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.19933, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18989.637, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18614.475, т/ч
Суммарный расход на подпитку	375.162, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15055.401, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1605.171, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2142.588, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.45186, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.17636, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	54.35065, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	61.176, °С

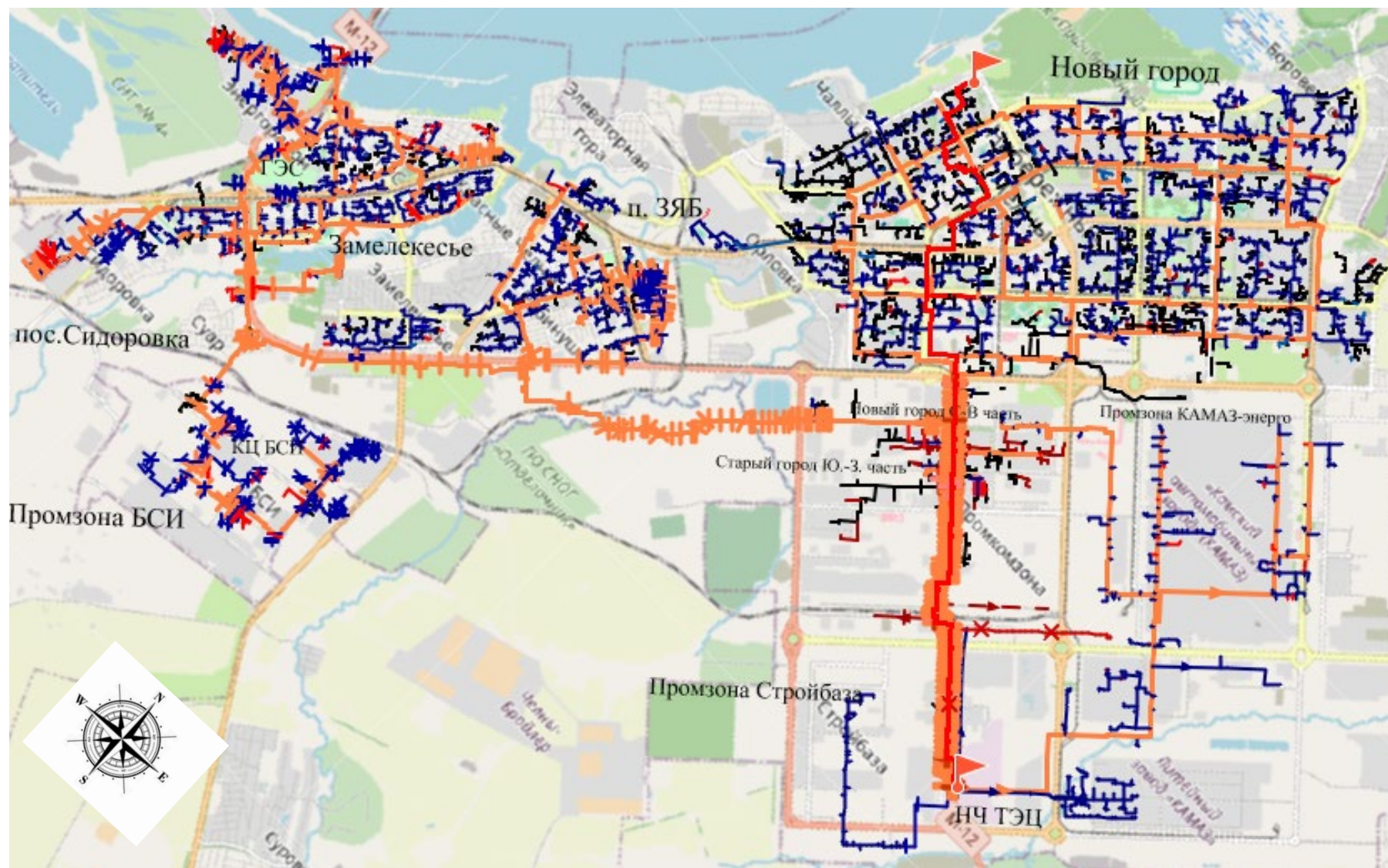
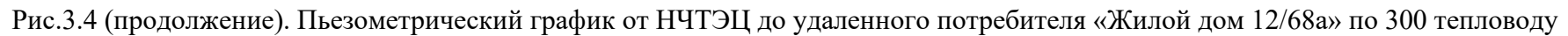
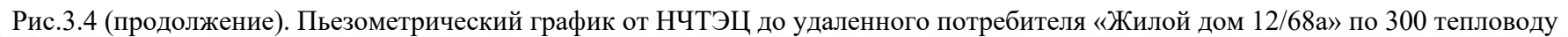
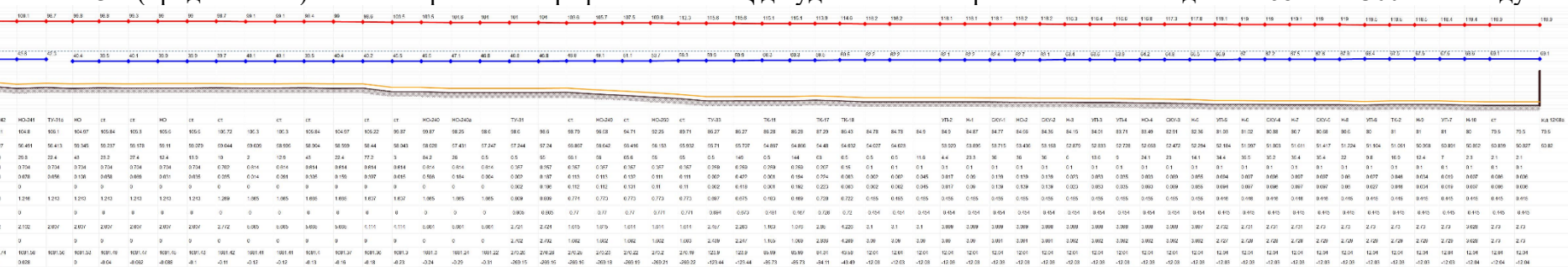
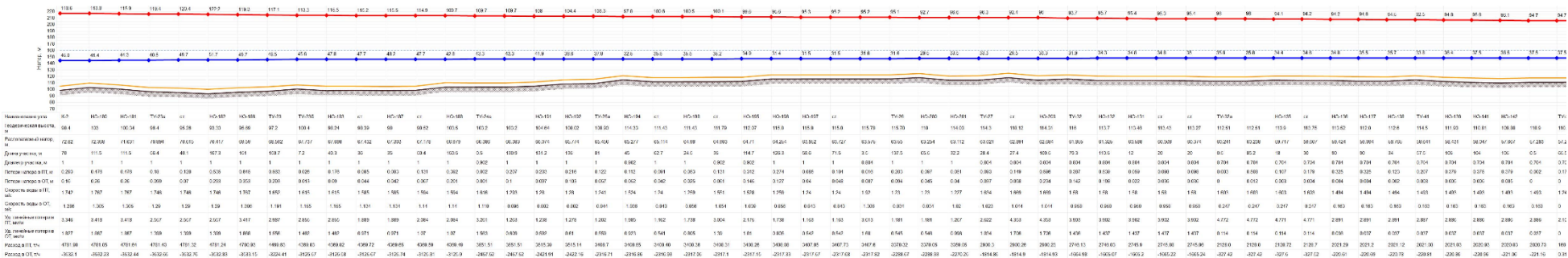


Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя ж/д 12/68а по 300 тепловоду





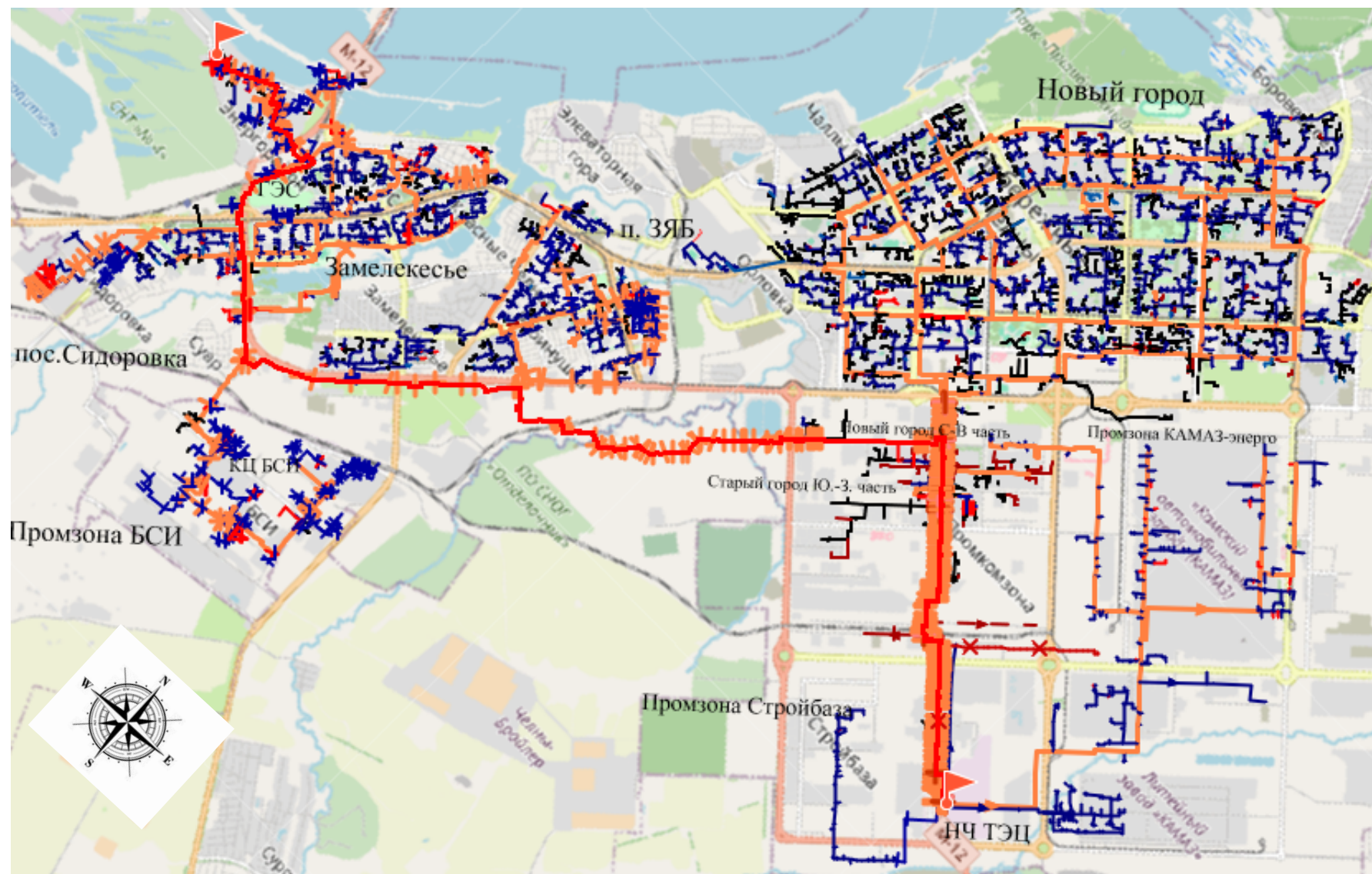
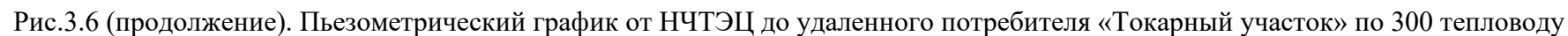
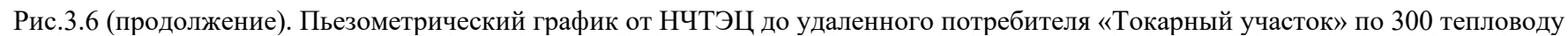


Рис. 3.5 Путь от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду



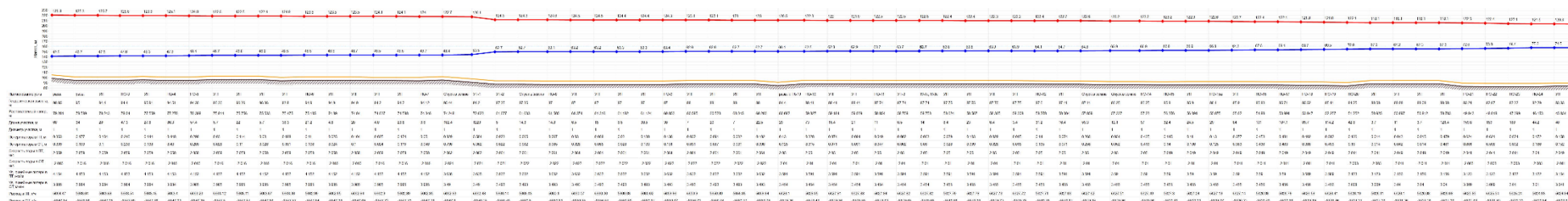


Рис.3.6 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

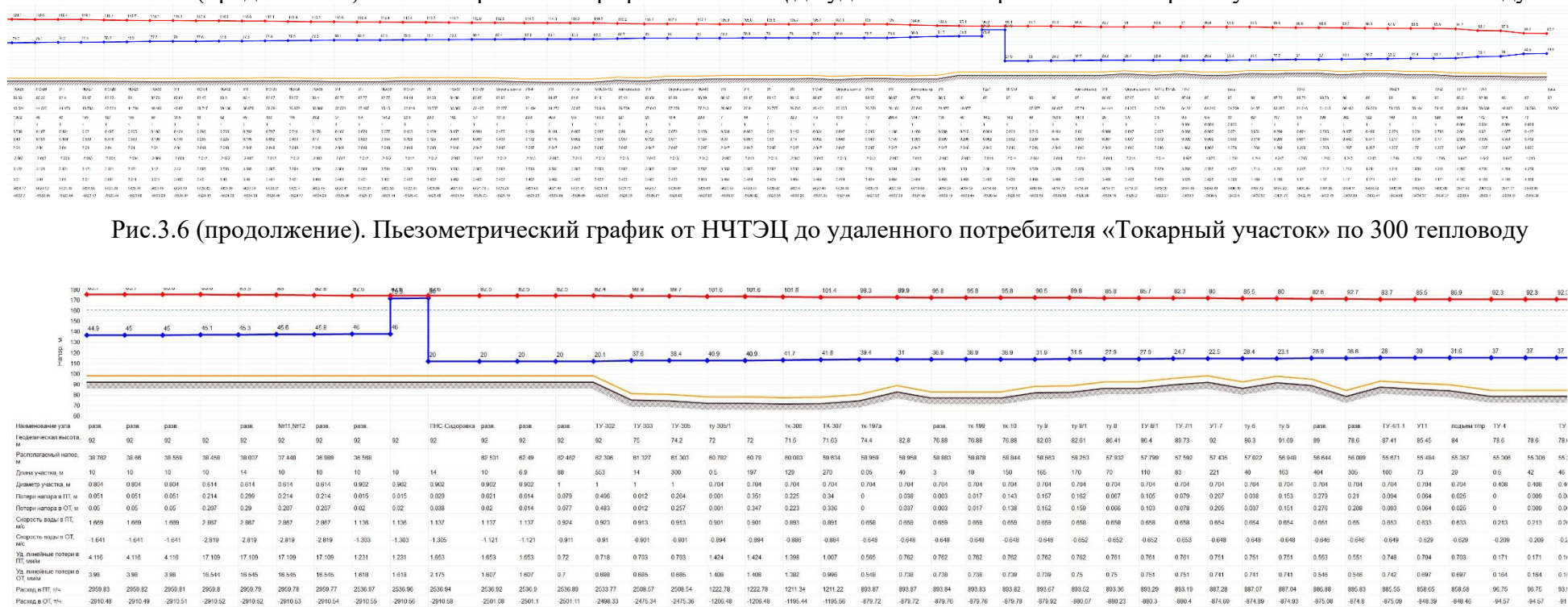


Рис.3.6 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

3.9 Статистика отказов (аварийных ситуаций) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет

Табл. 3.16 Динамика изменения нормативных 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
2020	норматив не устанавливался	5,03	норматив не устанавливался
2021	норматив не устанавливался	5,57	норматив не устанавливался
2022	норматив не устанавливался	5,15	норматив не устанавливался
2023	норматив не устанавливался	5,23	норматив не устанавливался
2024	норматив не устанавливался	5,50	норматив не устанавливался

Табл. 3.17 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, 1/м2/год
2020	0,5	5,03	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0005
2021	0,27	5,57	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0006
2022	0,24	5,15	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0007
2023	0,20	5,23	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,00049

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, 1/м2/год
2024	0,28	5,50	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,00132

Табл. 3.18 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей 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 в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0,115	Не более 6 часов	0,072	Недоотпуск отсутствовал
2021	0,071	Не более 6 часов	0,1	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,0301	Не более 6 часов	0,0519	Недоотпуск отсутствовал
2023	0,0378	Не более 6 часов	0,0337	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,0858	Не более 6 часов	0,1679	Недоотпуск отсутствовал

Табл. 3.19 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 в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0,225	Не более 6 часов	0,27	Недоотпуск отсутствовал
2021	0,159	Не более 6 часов	0,306	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,171	Не более 6 часов	0,182	Недоотпуск отсутствовал

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2023	0,174	Не более 6 часов	0,142	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,25	Не более 6 часов	0,2759	Недоотпуск отсутствовал

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

В филиале АО «Татэнерго» НЧТС ведется работа по анализу технического состояния трубопроводов тепловых сетей: количество технологических отказов на тепловых сетях, степени износа трубопроводов, влияние внешних факторов, назначение тепловой сети и наличие социально-значимых объектов, результатов проведения обследований и экспертиз.

Диагностика и контроль за состоянием тепловых сетей, оборудования и изоляции трубопроводов осуществляется на основании результатов проведения испытаний тепловых сетей, по результатам шурфовых осмотров, акустических методов, СОДК. На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов.

Шурфовки, проводимые в подземных прокладках тепловых сетей, являются профилактическим мероприятием, имеющим целью выявление состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов.

Шурфовки должны производиться в первую очередь:

- в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями (затопление прокладок грунтовыми, ливневыми и другими водами, повышенная коррозионная активность грунтов);
- на участках, расположенных вблизи открытых водостоков, линий канализации и водопровода или пересекающих их;
- в местах с повышенными тепловыми потерями (наличие талых мест вдоль трассы теплопровода в зимнее время);
- вблизи мест коррозионных повреждений трубопроводов.

Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается предприятиями тепловых сетей в зависимости от протяженности тепловой сети, ее состояния, видов теплоизоляционных конструкций. Количество шурфов рекомендуется принимать из расчета один шурф на 5-10 км трассы.

На новых участках тепловой сети шурфовку рекомендуется начинать с пятого года эксплуатации.

В случае появления на тепловой сети затопляемых участков, участков с повышенными тепловыми потерями, с коррозионными повреждениями и т.п. шурфовки следует начинать ранее указанного срока.

Также на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - НЧТС применяется *система оперативно-дистанционного контроля*, которая непрерывно контролирует целостность теплоизоляции труб (ППУ), сопровождает работу теплотрассы. Она выявляет недостатки:

- самого трубопровода;
- полиэтиленовой обертки трубы, слоя теплоизоляции;
- проводов, подающих сигналы;
- системы замыкания индикаторов на трубу;
- стыковых соединений проводов.

К задачам датчика относится контроль:

- длины индикатора, сигнальной петли, определение длины куска трубы, охваченной измерением;
- влажности теплоизоляционного покрытия.

Индикатор занимается поиском места увлажнения теплоизоляционного слоя, а также обрыва сигнального провода, предоставлением сведений об уровне влажности теплоизоляционного покрытия. Если уровень влажности повышен, это указывает на проникновение влаги извне или утечку теплоносителя из труб. При обнаружении этого факта датчик подает сигнал. Чувствительность индикатора основана на свойстве пенополиуретана, которое заключено в способности уменьшать значение электрического сопротивления изоляционного слоя при

увеличении показателя влажности. Если состояние покрытия сухое, то сопротивление слоя стремится к бесконечности.

Система ОДК основана на службе индикатора, который контролирует изоляционное покрытие, уровень его влажности по длине трубопровода. Минимальный ее состав: 2 провода в теплоизоляционном слое, которые соединяются по всей длине трубопровода. В начале и конце они замыкаются в сигнальные индикаторы из меди. Контрольный индикатор образуется между слоем пенополиуретана и трубами из стали.

Что дает проверка системы ОДК

Система ОДК распознает поврежденные участки и индикатор сообщает о нарушении теплоизоляции. Специалисты находят участок между индикаторами, которые подали сигнал, отсоединяют его от системы, накладывают сведения на схему стыков. Опираясь на полученные данные, откапывают часть трубопровода и ремонтируют его. Проводится проверка системы ОДК методом измерений значений сопротивления изоляционного слоя трубопровода, сигнальных проводников. Затем показания сравнивают с нормативами. Нормативное значение сопротивления слоя, которое берут за основу, составляет 1 МОм на 300 м сигнальных проводников.

Акустический метод – метод неразрушающего контроля (НК), основанный на использовании упругих волн (колебаний), возникающих в объекте контроля. Данный метод позволяет определять геометрические параметры объекта и его физико-механические свойства, а также обнаруживать дефекты – внутренние и поверхностные. Речь идет о таких дефектах как нарушения однородности, коррозии, дефекты склейки, сварки и т. п.

3.11 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

3.11.1 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 и утвержденным графиком (Рис. 3.7):

- 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;

- 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»;

- Испытания на тепловые потери проводились в соответствии с методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях СО 34.09.255-97 в 2023 году, согласно требованиям ПТЭ п.6.2.32 испытания проводятся периодически один раз в 5 лет. Испытаниям подверглись трубопроводы различных по типу прокладки и изоляции;

- испытания на гидравлические потери проводились в соответствии с методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери РД 34.20.519-97 в 2021 году, согласно ПТЭ п.6.2.32 следующие испытания будут проводиться в 2026 г.;

- испытания на определение опасности действия блуждающих токов один раз в 2 года в соответствии с п.4 РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии».

Результаты испытания тепловых сетей на гидравлические потери позволяют сделать вывод, что снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытательных участках находится в пределе 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.

Утверждаю
Гл.инженер филиала
АО "Татэнерго"-НЧТС
А.В. Гришанин

_____ 2025 г.

**График проведения
испытаний на тепловых сетях
города Набережные Челны**

№ п/п	Вид испытаний	Дата последнего проведения испытаний	Дата следующего проведения испытаний
1	Гидравлические испытания на прочность и плотность после окончания отопительного сезона - Юго-Западная часть города - Северо-Восточная часть города	май, июнь 2024г май, июнь, июль, август 2024 г.	май, июнь 2025г май, июнь, июль, август 2025 г.
2	Гидравлические испытания на прочность и плотность после завершения ремонтных работ - Юго-Западная часть города - Северо-Восточная часть города	сентябрь 2024 г.	сентябрь 2025 г.
3	Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя	апрель 2024 г.	апрель 2029 г.
4	Испытания на гидравлические потери, методом снятия пьезометрического графика давлений	февраль 2021г.	февраль 2026г.
5	Испытания тепловых сетей на тепловые потери	сентябрь 2023 г.	сентябрь 2028 г.
6	Испытание на определение опасности действия блуждающих токов	май 2023г.	май 2025г.

Заместитель главного инженера
по эксплуатации

Начальник ПТО



Д.А. Волков

Т.И. Исламгулов

Рис. 3.7 График проведения испытаний на тепловых сетях города Набережные Челны

3.11.2 Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «ТСЗВ»

На тепловых сетях ООО «ТСЗВ» ежегодно проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность избыточным давлением перед и до отопительного сезона.

3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и 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. 3.20 представлена динамика изменения нормативных, учтенных в тарифе на передачу тепловой энергии, и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ - сети НЧТС.

Табл. 3.20 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	-	-	511,06	403,1	12,74%
2021	-	-	504,98	436,8	12,57%
2022	-	-	505,29	383,0	11,36%
2023	-	-	503,50	387,5	11,87%
2024	-	-	383,00	434,4	12,82%

В Табл. 3.21 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «КАМАЗ-Энерго».

Табл. 3.21 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ-Энерго», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020			Не утверждались	0,0	0,0
2021			Не утверждались	0,0	0,0
2022			Не утверждались	0,0	0,0

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2023			Не утверждались	0,0	0,0
2024			0,0	0,0	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 НЧТЭЦ 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.

ООО «ТСЗВ» организовано и осуществляет свою деятельность с 11.05.2018г.

В соответствии с предоставленной информацией ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ» за период с 2015 – по 2022 годы аварий на сетях ни в отопительный период, ни при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность не было.

В таблице ниже представлена динамика изменения нормативных, учтенных в тарифе на передачу тепловой энергии, и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «ТСЗВ».

Табл. 3.22 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	-	-	12,89	18,8	69,205
2021	-	-	12,35	21,3	67,366
2022	-	-	13,65	20,4	66,309
2023	-	-	13,65	19,5	64,957
2024	-	-	13,65	11,2	59,045

Как видно из таблицы 3.22, величина фактических тепловых потерь в тепловых сетях ООО «ТСЗВ» составляет 66-70 % от отпущенной тепловой энергии. На основании приведенного ниже гидравлического расчета тепловых сетей можно сделать вывод о том, что причиной высоких тепловых потерь является низкая величина присоединенной тепловой нагрузки (13,356 Гкал/ч) при больших диаметрах трубопроводов (Ø 1000 мм – 101,66 м; Ø700 мм – 2619,78 м; Ø600 мм – 4599,2 м; Ø400 – 3227,44 м; Ø300 мм -357,58 м, и т.д.), соответственно приводящая к критически низким скоростям теплоносителя в трубопроводах.

Источник ID=41941 НЧТЭЦ-тепловые сети ООО «ТСЗВ»:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	13.356, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	9.237, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	0.412, Гкал/ч

Тепловые потери в подающем трубопроводе	1.59670, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	1.43193, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.39480, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.23792, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.04584, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	261.117, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	252.876, т/ч
Суммарный расход на подпитку	8.241, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	247.521, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	9.822, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	3.77392, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	3.77392, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.69275, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	40.000, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°C
Температура в обратном трубопроводе	64.735,°C

Пьезометрический график от «НЧТЭЦ» до «ООО АК ЛУКАЗ»

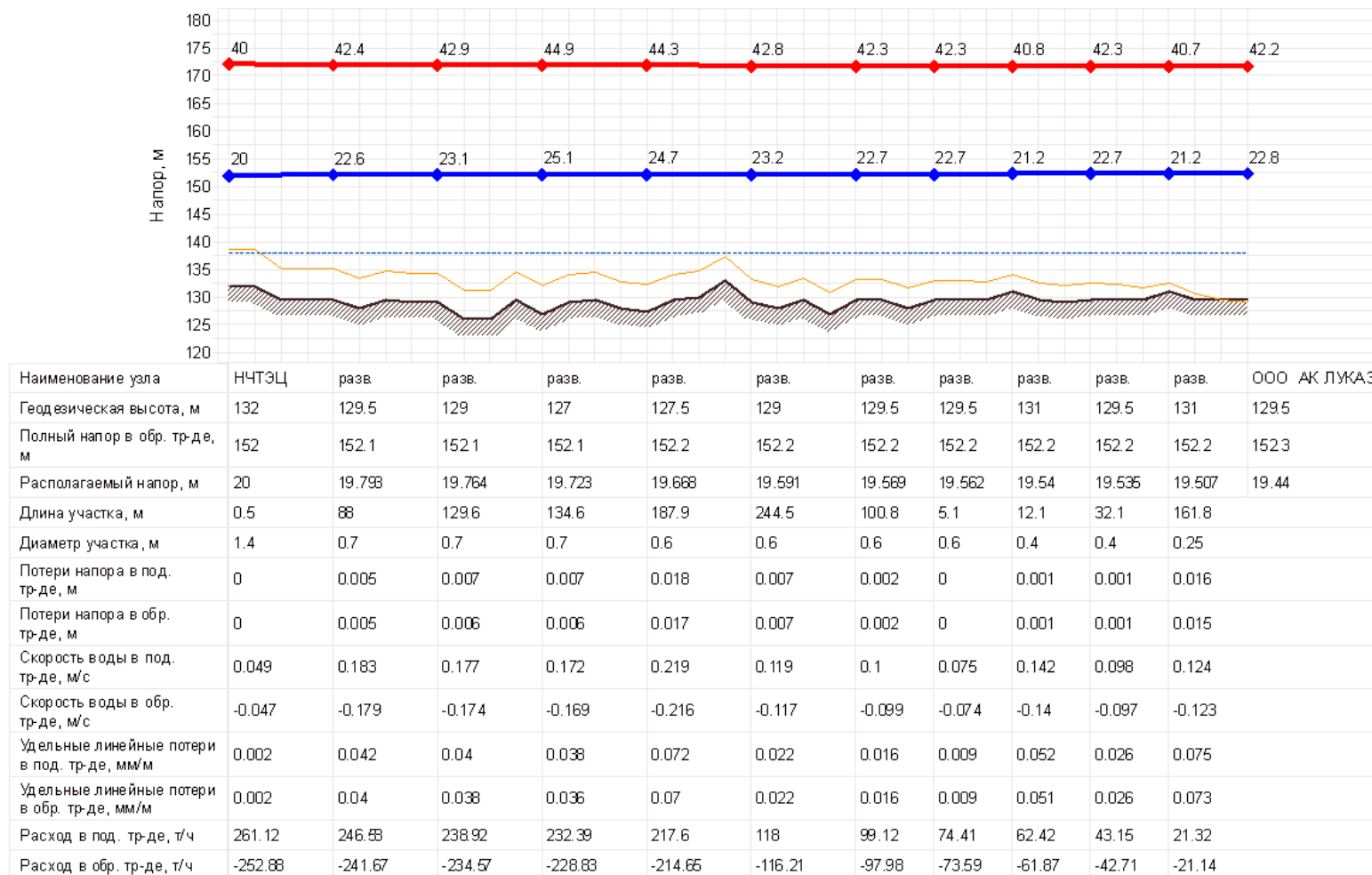


Рис. 3.8 Пьезометрический график тепловых сетей ООО «ТСЗВ» до удаленного потребителя ООО «АК ЛУКАЗ»

3.13 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 филиала АО "Татэнерго" представлена в таблицах ниже.

Табл. 3.23 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети НЧТС, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	403,1	12,74%
2021	436,8	12,57%
2022	383,0	11,36%
2023	387,5	11,87%
2024	434,4	12,82%

Табл. 3.24 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	18,8	69,21%
2021	21,3	67,366%
2022	20,4	66,309%
2023	19,5	64,957%
2024	11,2	59,045%

3.14 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результат их исполнения

По состоянию на 01.01.2025 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г. Набережные Челны не выдавались.

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

Потребители тепловой энергии г. Набережные Челны на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме с закрытой схемой водоразбора на нужды ГВС по двухтрубной системе, и так как проектным решением гидравлических режимов сетей предусматривалось теплоснабжение зданий высотой 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.

Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго» представлена в таблице ниже.

Табл. 3.25 Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго»

Наименование показателя	Количество, ед.	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	% по тепловой нагрузке
Всего объектов, присоединенных к системе теплоснабжения по схеме:	3523	2550,07	100%
<i>тепловой узел - элеватор</i>			
<i>автоматический тепловой узел - узел погодного регулирования</i>	2380	1841	78%
<i>тепловой узел - шайба</i>			
<i>бойлер отопления</i>	144	161	7%
<i>бойлер ГВС</i>	2302	948	40%
<i>калорифер</i>	551	242	10%

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

3.16.1 Сведения об оснащенности 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 разработки Схемы теплоснабжения изменения в количестве оснащенностью 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 Табл. 3.26 приведены сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловой сети потребителям.

Табл. 3.26 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
Всего по теплосетевой организации	3488		3428	98,28%	60	1,72%
Оснащенные приборами учета	3432	98,4%	3413	99,56%	19	31,67%
Не оснащенные	56	1,6%	15	0,44%	41	68,33%

3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

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 все этапы. 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 АО «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 была подключена 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.

Выполненные мероприятия третьего этапа:

- 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;

- системы автоматизации, ПНС-Сидоровка.

Диспетчер 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.

Табл. 3.27 Информация об автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Наименование ЦТП/насосной станции	Информация о системе поддержания температуры, давления
ПНС-1	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-3	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-4	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-5	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-6	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-7	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-9	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-Сидоровка	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-БСИ	поддержания давления после себя в подающем трубопроводе
РТП-10	поддержания давления после себя в подающем трубопроводе
РТП-ЗЯБ	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе

3.17.1 Типы и оборудование насосных станций

3.17.1.1 Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2024 год

В Табл. 3.28 приведены характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2024 год.

Табл. 3.28 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" в 2024 году

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	ПКЗ	Д2500-62	3	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-3	22/15А	Д1250-65	1	1850	1,8	4,9	параллельная	рабочее
		Д1250-63а	3		1,8	4,9	параллельная	рабочее
ПНС-4	40/15А	Д1250-65	3	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-5	ПКЗ, Трубный проезд, 10	СЭ2500-60	8	11836	3,2	7,7	параллельная	рабочее
ПНС-6	ПКЗ, Трубный проезд, 12	СЭ2500-60	3	4480	2,4	8,4	параллельная	рабочее
		Д2500-62	3		2,4	8,4	параллельная	рабочее
ПНС-7	ул. Ахметшина. За 56 к-с	СЭ1250-70	4	2686	1,3	4,4	параллельная	рабочее
РТП-10	19 к-с	Д320-50	1	350	4	6,5	параллельная	рабочее
		СЭ1250-70	2		4	6,5	параллельная	рабочее
РТП-1	2 к-с	СЭ1250-70	1	-	-	-	-	Насосная разобрана. Сооружение и оборудование числится на балансе.
		Д1250-63	1	-	-	-	-	
		Д320-50	1	-	-	-	-	
ПНС Сидоровка	Казанский пр.,3/2	СЭ2500-60	3	2700	2	4,5	параллельная	рабочее
ПНС БСИ	Казанский пр.,3/2	grundfos 250*25	3	400	5,7	7,5	параллельная	рабочее
ПНС-9	Казанский пр.,209	СЭ2500-60	5	5250	3	8,9	параллельная	рабочее
РТП-ЗЯБ	ЗЯБ, 17А-III микрорайон	1Д500-63Б	3	450	4	5,6	параллельная	рабочее

3.18 Сведения о наличии 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 первостепенное 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.

3.19 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления городского поселения 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.

Проведенный анализ позволил сделать вывод, что решение по бесхозным тепловым сетям в городе Набережные Челны не является актуальным вопросом, т.к. бесхозные сети по данным заказчика отсутствуют.

3.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Информация о нормативных энергетических характеристиках тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - НЧТС приведена на рисунках ниже.

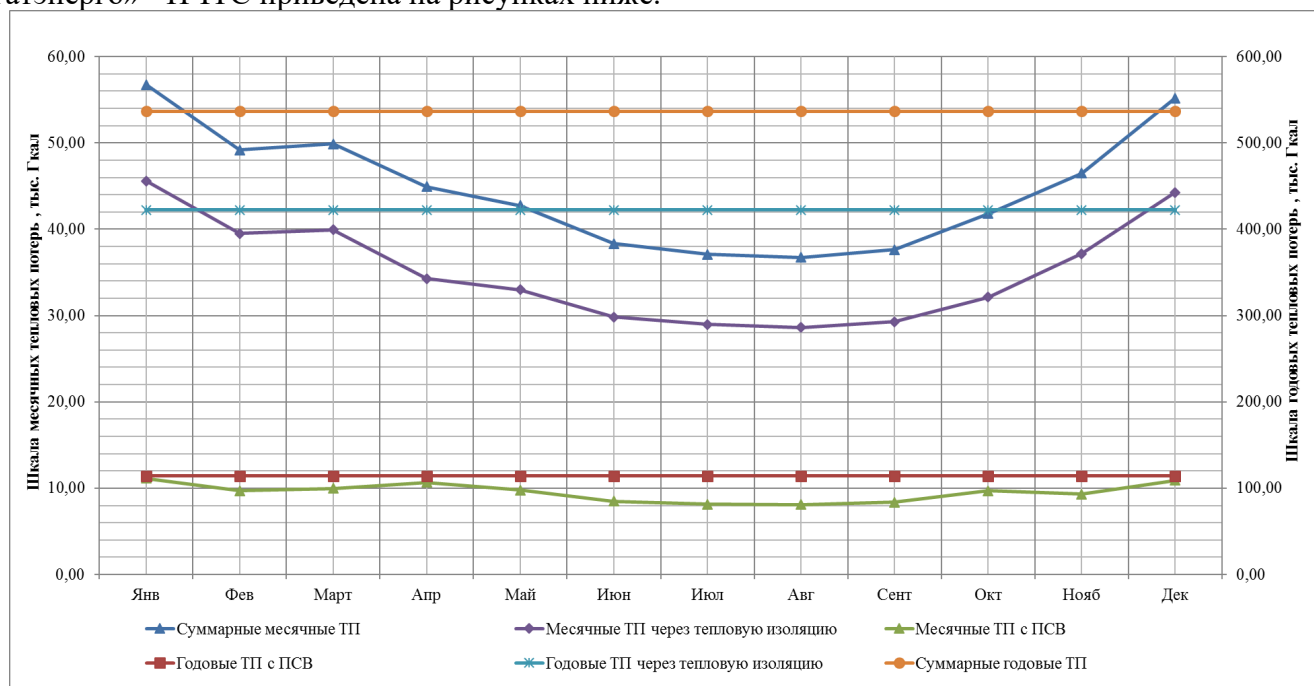


Рис. 3.4 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города

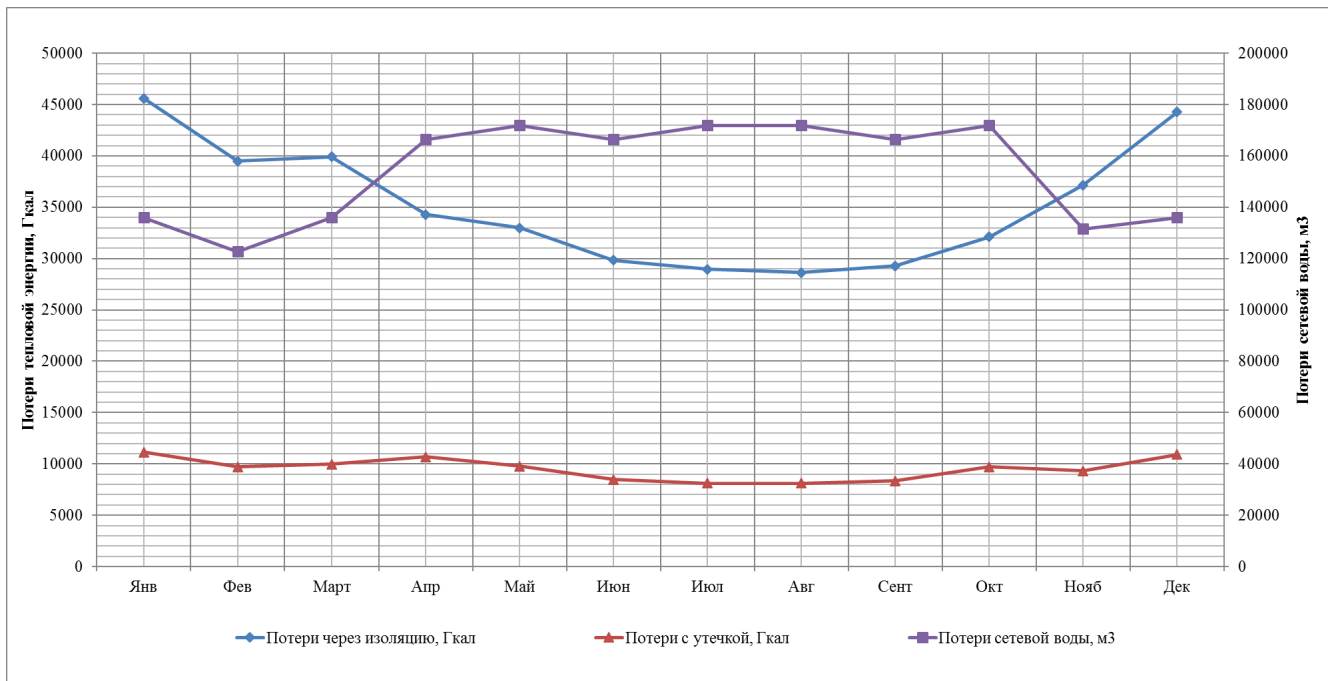


Рис. 3.5 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками

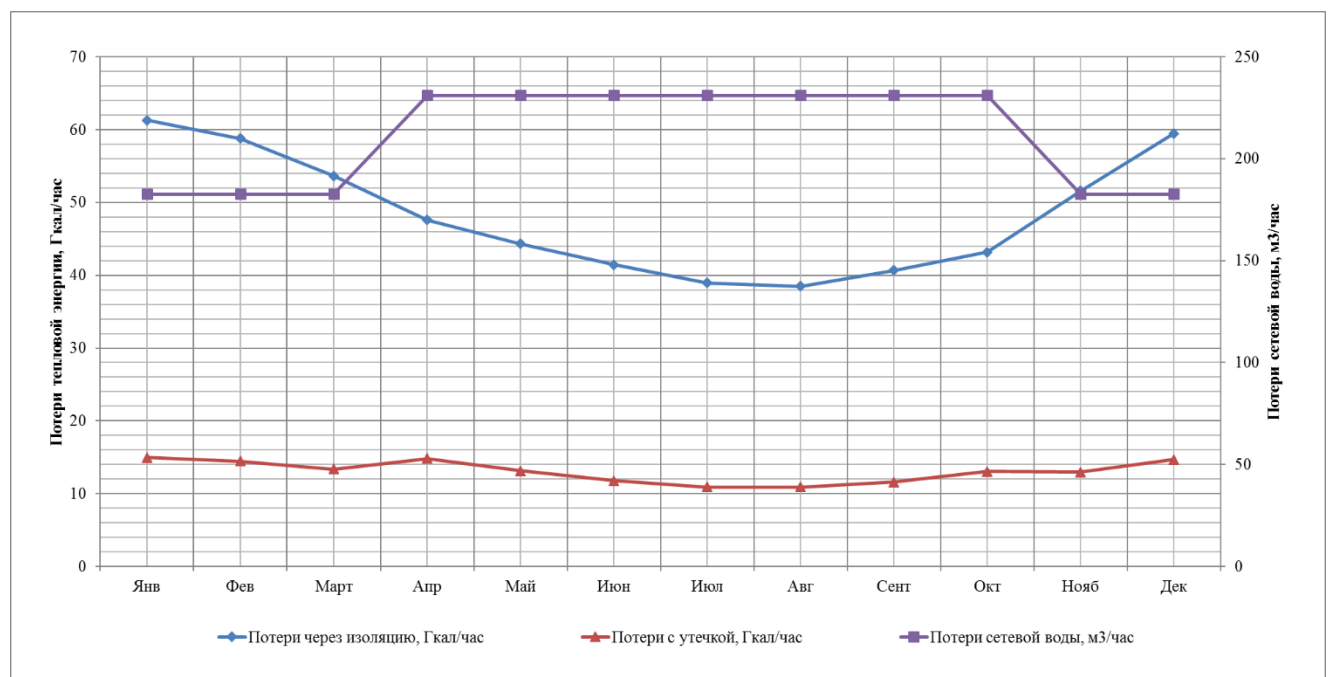


Рис. 3.6 Нормируемые месячные тепловые потери через тепловую изоляцию тепловых сетей и с потерями сетевой воды в тепловых сетях в целом по системе теплоснабжения города

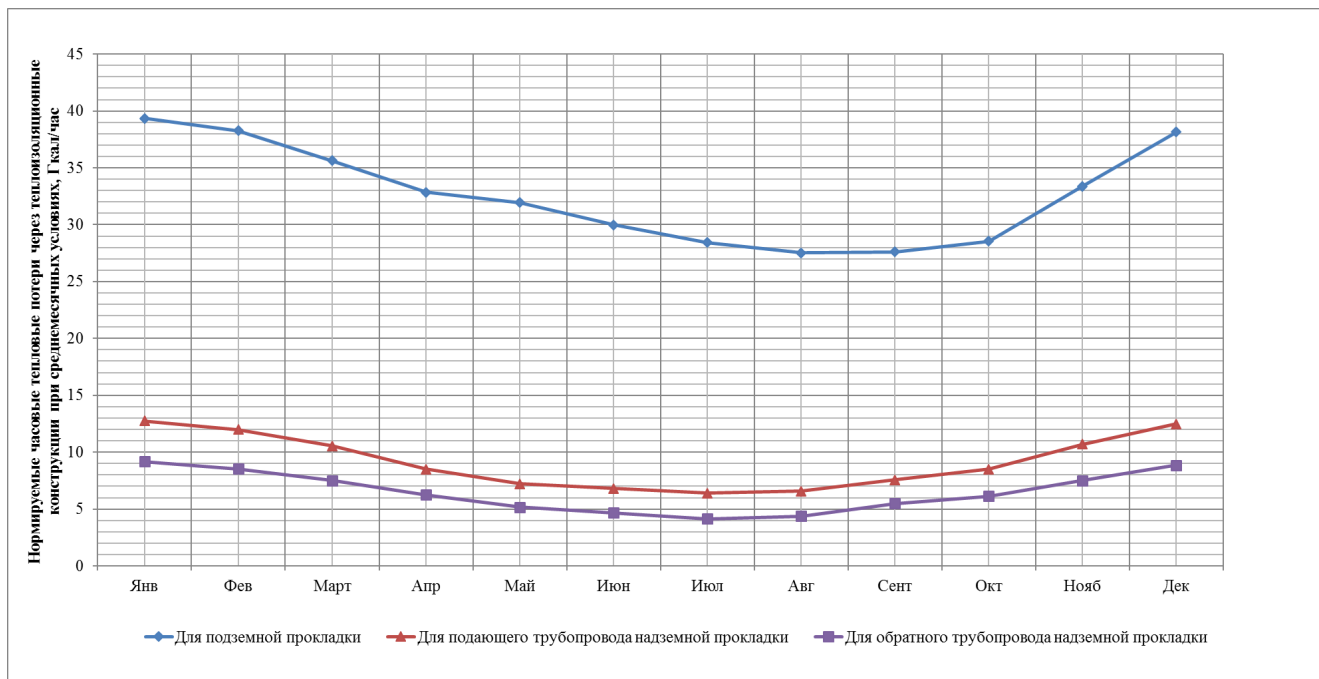


Рис. 3.7 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города

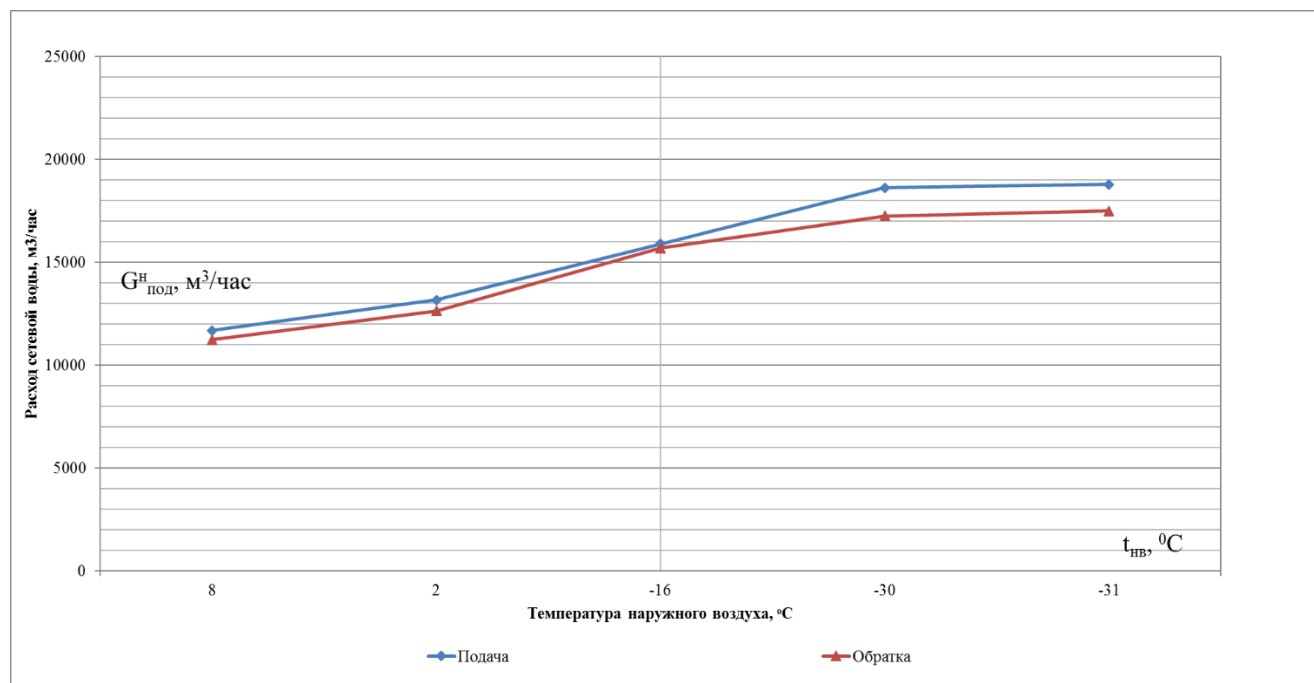


Рис. 3.8 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения $G_{\text{нпод}}$, м³/час

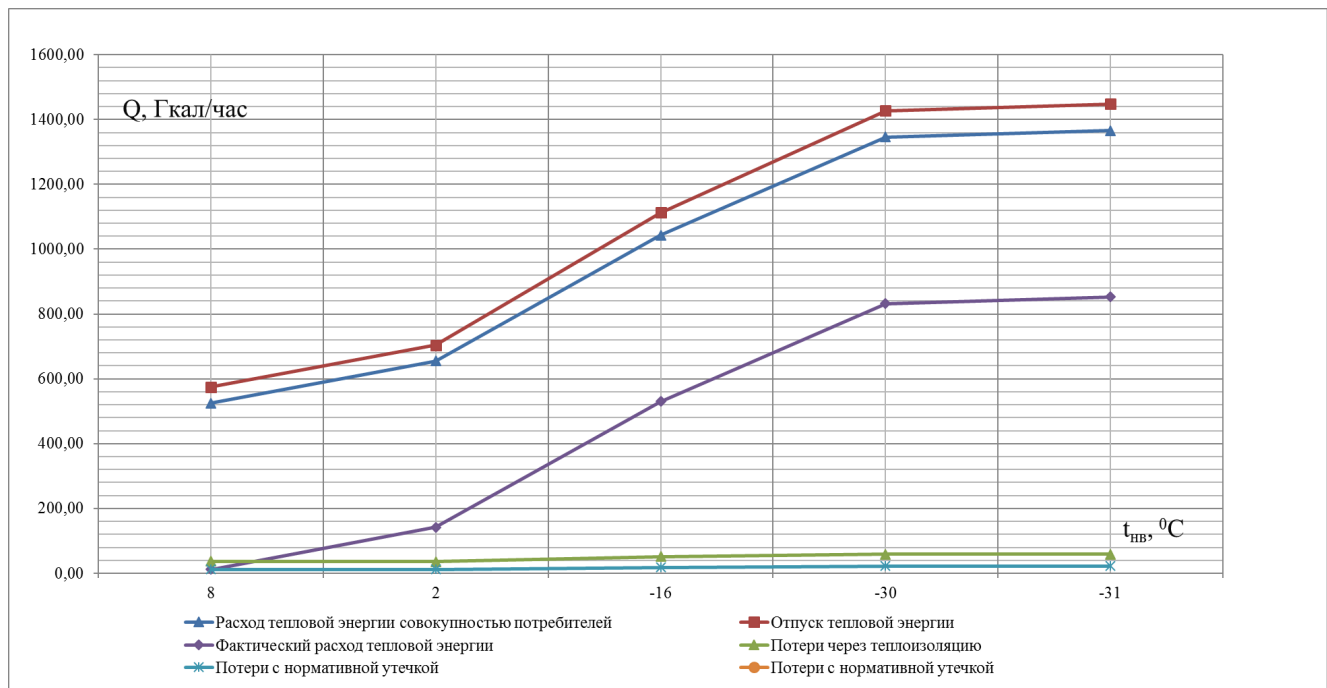


Рис. 3.9 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч

3.21 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных на период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Табл. 3.29 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых сетей, м2	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м2	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м2	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м2	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2020	0	4883	1194,12	1300,2	0,88	2,9
2021	200,11	6295,34	639,25	730,38	0,98	2,8
2022	0	2382,5	675,9	275,67	0,67	1,1
2023	0	2 967,34	652,52	1 741,74	0,49	1,35
2024	874,2528	5612,6	1214,2	1848,6	1,16	1,83

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 тепла в паре.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

Границы районов муниципального образования города Набережные Челны 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, жилой район «Замелекесье», 32, 33, 62 комплексы, БСИ, Энергорайон.

В Центральный район входят 1-8, 10-19, 31, 34, 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, 69, 70А, 71, 72, 73, 78 районы малоэтажной жилой застройки, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к северо-востоку от автодороги № 2, Тогаевский карьер.

На территории г. Набережные Челны действуют 2 источника тепловой энергии - Набережночелнинская ТЭЦ, Котельный цех БСИ.

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

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. 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. Промыленно- 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 является структурным подразделением Набережночелнинской ТЭЦ. На сегодняшний день КЦ БСИ обеспечивает тепловой энергией в виде пара промышленных потребителей БСИ, является резервным источником для питания теплом потребителей ЮЗЧ города Набережные Челны (пос. ГЭС. пос. Сидоровка, пос. Замелекесье, промплощадки Н.Бьефа и промзоны БСИ) и вводится в работу при температурах наружного воздуха ниже - 25°C, либо при решении технических задач связанных с созданием безаварийного режима работы системы теплоснабжения города в целом. Котельный цех БСИ может работать как единый источник для всей Юго-Западной части города.

Зона действия Котельного цеха БСИ представлена на Рис. 4.2.

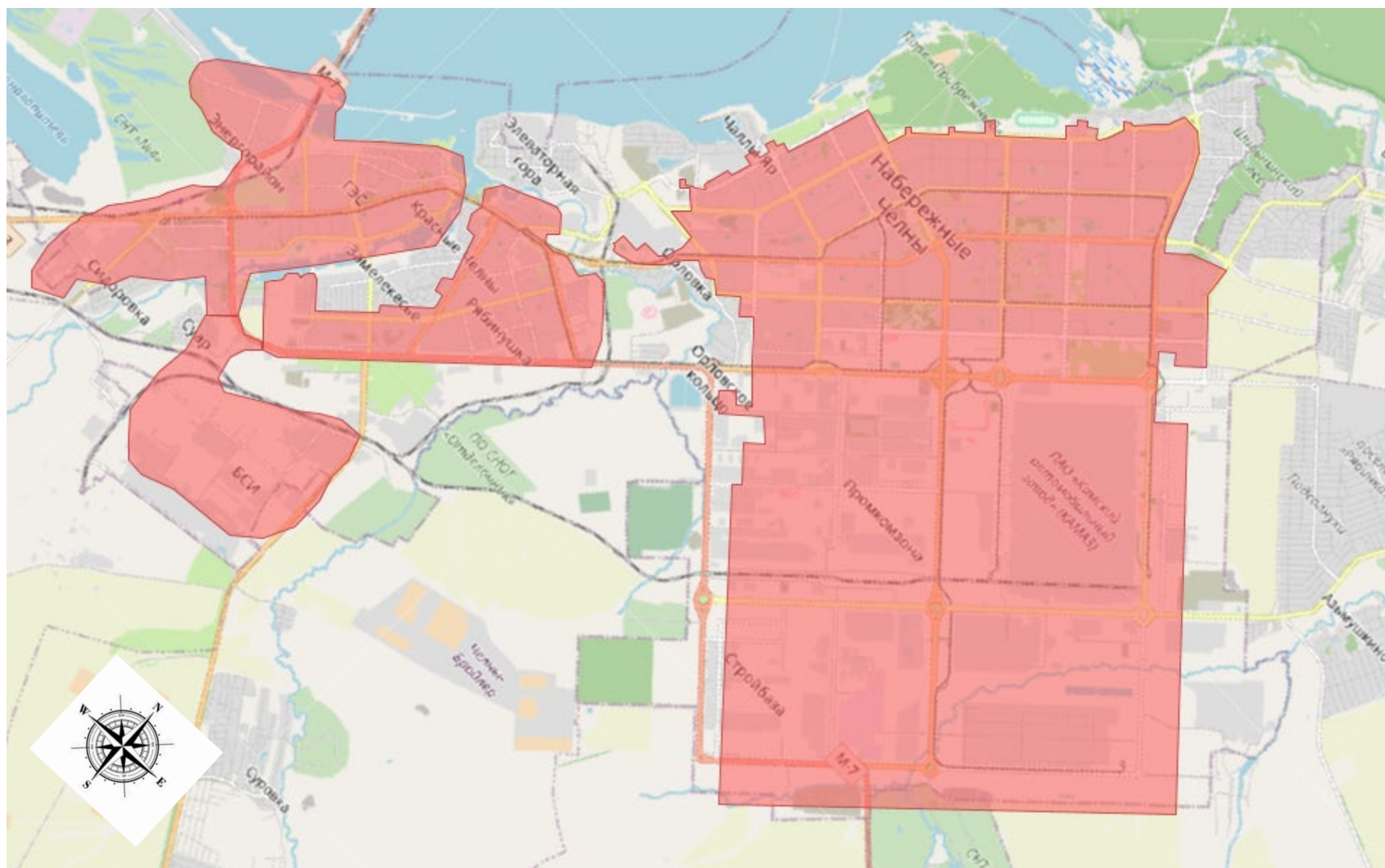


Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ

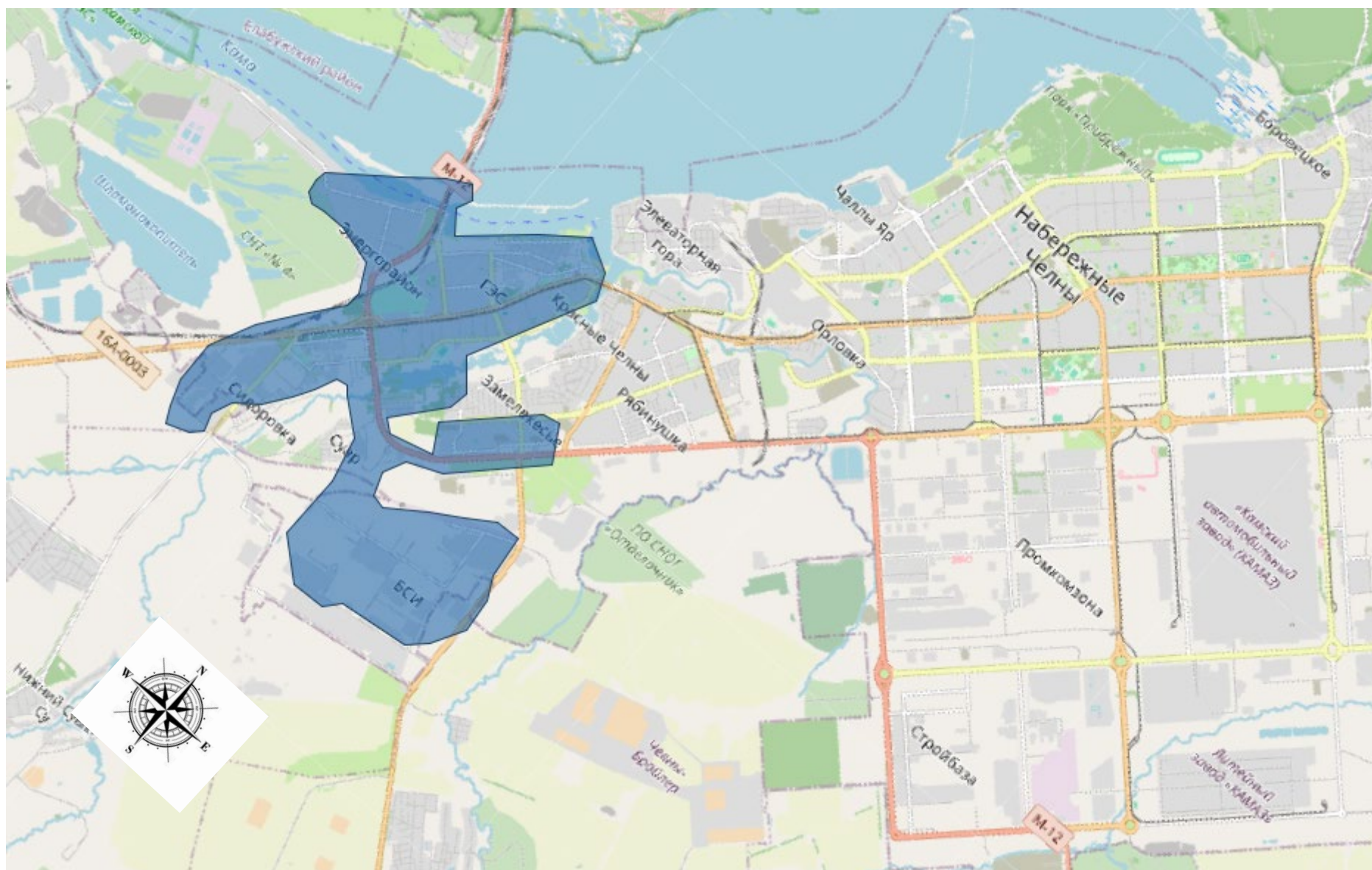


Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

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

Значения спроса на тепловую мощность в городе Набережные Челны по состоянию на 01.01.2025 приведены в таблице 5.1. Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 5.2.

Табл. 5.1 Тепловая нагрузка в горячей воде и паре в г. Набережные Челны за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Период	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч							Всего суммарная нагрузка
		население			прочие				
		Отопление и Вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и Вентиляция	Технология	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	
2020	АО "Татэнерго"	801,008	729,329	1530,337	1051,915	4,072	153,867	1209,854	2740,191
2021	АО "Татэнерго"	822,657	751,344	1574,001	1044,276	4,944	160,223	1209,443	2783,444
2022	АО "Татэнерго"	836,140	765,402	1601,542	1056,764	6,027	155,92	1218,711	2820,253
2023	АО "Татэнерго"	756,137	645,568	1401,705	1008,476	6,997	132,889	1148,362	2550,067
2024	АО "Татэнерго"	770,882	659,628	1430,510	1003,195	7,651	126,33	1137,176	2567,686

5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

5.2.1 Определение расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии, оборудованных приборами учета

В целях определения расчетных (фактических) тепловых нагрузок ЕТО АО «Татэнерго» была предоставлена следующая информация:

- фактическая среднесуточная температура наружного воздуха за период с 01.10.2023 по 22.04.2024 – таблица 5.3;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов НЧТЭЦ в тепловоды №100, 200, 300 за период с 01.10.2023 по 22.04.2024 в разрезе по суткам – таблица 5.3.

Оценку расчетных (фактических) тепловых нагрузок выполним на основании данных приборов учета на источнике тепловой энергии в соответствии с изложенной в пункте 5.2.1. методикой. Для повышения достоверности результатов расчета из рассмотрения отбрасываем диапазоны температур наружного воздуха выше плюс 8 °С и ниже минус 20 °С.

Рассмотрим подробный расчет фактических тепловых нагрузок на примере НЧТЭЦ.

На основании предоставленных исходных данных (фактические температуры наружного воздуха и данные приборов учета тепловой энергии в разрезе по суткам) в соответствии с таблицей 5.3 строится график (Рисунок 5.2):

- по оси абсцисс откладывается средняя за сутки фактическая температура наружного воздуха, °С;
- по оси ординат – средний за сутки часовой отпуск тепловой энергии на цели отопления и вентиляции по данным приборов учета, Гкал/ч.

Табл. 5.3 Динамика отпуска тепловой энергии с коллекторов НЧТЭЦ в тепловоды №100, 200, 300, используемая для определения расчетных (фактических) тепловых нагрузок

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
01.10.2023	14,5	3 444,31	143,51
02.10.2023	14,8	3 504,75	146,03
03.10.2023	14,4	3 930,78	163,78
04.10.2023	12,0	4 298,68	179,11
05.10.2023	12,4	5 573,65	232,24
06.10.2023	12,5	6 177,75	257,41
07.10.2023	11,1	6 370,77	265,45
08.10.2023	7,0	7 678,67	319,94
09.10.2023	5,1	8 345,37	347,72
10.10.2023	5,4	8 669,39	361,22
11.10.2023	5,2	9 189,61	382,90
12.10.2023	5,3	9 603,25	400,14
13.10.2023	7,6	9 226,27	384,43
14.10.2023	9,4	8 359,08	348,30
15.10.2023	11,5	8 119,91	338,33
16.10.2023	14,2	7 574,12	315,59
17.10.2023	10,0	8 372,17	348,84
18.10.2023	4,5	9 716,82	404,87
19.10.2023	5,5	9 704,38	404,35
20.10.2023	4,8	9 996,52	416,52
21.10.2023	2,8	10 814,47	450,60

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
22.10.2023	-0,2	11 942,68	497,61
23.10.2023	1,6	11 255,67	468,99
24.10.2023	3,3	11 144,13	464,34
25.10.2023	-0,9	12 825,26	534,39
26.10.2023	-0,4	12 675,70	528,15
27.10.2023	-1,4	12 936,97	539,04
28.10.2023	-1,2	12 807,39	533,64
29.10.2023	2,0	11 636,92	484,87
30.10.2023	1,0	12 445,07	518,54
31.10.2023	1,7	11 646,47	485,27
01.11.2023	4,9	10 737,27	447,39
02.11.2023	11,3	9 206,20	383,59
03.11.2023	8,7	9 762,50	406,77
04.11.2023	2,0	11 438,76	476,61
05.11.2023	0,9	11 796,40	491,52
06.11.2023	6,0	10 331,27	430,47
07.11.2023	7,0	10 292,47	428,85
08.11.2023	6,5	9 935,03	413,96
09.11.2023	7,5	9 762,52	406,77
10.11.2023	6,9	10 108,59	421,19
11.11.2023	3,2	11 262,63	469,28
12.11.2023	0,5	12 120,27	505,01
13.11.2023	3,9	11 214,45	467,27
14.11.2023	6,9	10 147,31	422,80
15.11.2023	4,6	10 739,54	447,48
16.11.2023	3,6	11 245,50	468,56
17.11.2023	0,8	12 704,56	529,36
18.11.2023	-4,9	14 942,64	622,61
19.11.2023	-5,5	15 340,31	639,18
20.11.2023	-6,2	15 260,61	635,86
21.11.2023	-2,1	13 370,43	557,10
22.11.2023	-3,3	15 198,68	633,28
23.11.2023	-9,0	17 198,21	716,59
24.11.2023	-11,2	17 646,62	735,28
25.11.2023	-0,6	12 986,04	541,08
26.11.2023	1,6	12 722,01	530,08
27.11.2023	3,0	12 179,98	507,50
28.11.2023	0,9	12 827,57	534,48
29.11.2023	-1,0	14 509,27	604,55
30.11.2023	-9,0	15 916,36	663,18
01.12.2023	-3,2	14 447,28	601,97
02.12.2023	-3,0	14 102,32	587,60
03.12.2023	-7,8	16 506,76	687,78
04.12.2023	-3,7	14 612,95	608,87
05.12.2023	-8,0	17 729,06	738,71
06.12.2023	-15,2	20 470,23	852,93
07.12.2023	-24,2	20 636,45	859,85

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
08.12.2023	-27,8	20 630,70	859,61
09.12.2023	-29,9	20 794,61	866,44
10.12.2023	-22,7	20 008,50	833,69
11.12.2023	-24,4	20 400,53	850,02
12.12.2023	-22,4	19 778,95	824,12
13.12.2023	-18,2	18 183,32	757,64
14.12.2023	-11,9	17 235,06	718,13
15.12.2023	-9,4	18 470,79	769,62
16.12.2023	-10,6	18 652,95	777,21
17.12.2023	-9,2	18 104,03	754,33
18.12.2023	-3,2	15 030,89	626,29
19.12.2023	-0,5	13 777,17	574,05
20.12.2023	1,2	13 519,26	563,30
21.12.2023	3,1	12 663,92	527,66
22.12.2023	2,8	13 021,36	542,56
23.12.2023	-0,3	13 830,20	576,26
24.12.2023	-1,2	14 072,30	586,35
25.12.2023	-1,4	14 146,39	589,43
26.12.2023	-1,7	14 686,54	611,94
27.12.2023	-2,2	14 826,06	617,75
28.12.2023	-3,0	15 105,51	629,40
29.12.2023	-6,0	16 430,75	684,61
30.12.2023	-8,3	17 580,78	732,53
31.12.2023	-3,9	15 974,40	665,60
01.01.2024	-9,7	19 234,15	801,42
02.01.2024	-24,2	22 721,86	946,74
03.01.2024	-17,8	20 809,00	867,04
04.01.2024	-15,8	21 148,46	881,19
05.01.2024	-17,6	21 312,57	888,02
06.01.2024	-18,9	21 506,82	896,12
07.01.2024	-19,9	22 313,07	929,71
08.01.2024	-20,6	22 951,74	956,32
09.01.2024	-18,0	22 251,10	927,13
10.01.2024	-18,8	22 419,78	934,16
11.01.2024	-17,0	21 000,17	875,01
12.01.2024	-12,9	20 158,98	839,96
13.01.2024	-20,5	23 130,44	963,77
14.01.2024	-15,5	20 984,28	874,35
15.01.2024	-13,4	19 846,20	826,93
16.01.2024	-9,2	17 521,38	730,06
17.01.2024	-6,0	17 225,49	717,73
18.01.2024	-7,9	18 049,82	752,08
19.01.2024	-7,1	16 142,40	672,60
20.01.2024	-2,4	14 991,25	624,64
21.01.2024	-3,4	16 727,38	696,97
22.01.2024	-13,4	20 644,72	860,20
23.01.2024	-12,9	18 647,68	776,99

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
24.01.2024	-8,2	17 319,11	721,63
25.01.2024	-8,1	16 877,61	703,23
26.01.2024	-8,0	16 791,74	699,66
27.01.2024	-6,8	16 484,83	686,87
28.01.2024	-8,0	16 816,39	700,68
29.01.2024	-4,7	15 352,16	639,67
30.01.2024	-2,1	14 197,78	591,57
31.01.2024	-0,4	14 044,62	585,19
01.02.2024	-5,2	15 234,90	634,79
02.02.2024	-5,5	15 321,89	638,41
03.02.2024	-1,2	14 361,18	598,38
04.02.2024	-5,2	15 634,78	651,45
05.02.2024	-0,9	14 078,89	586,62
06.02.2024	-0,4	13 918,29	579,93
07.02.2024	-3,2	15 789,52	657,90
08.02.2024	-8,4	17 727,97	738,67
09.02.2024	-11,9	19 625,19	817,72
10.02.2024	-17,5	21 273,31	886,39
11.02.2024	-15,9	20 921,54	871,73
12.02.2024	-11,6	19 117,43	796,56
13.02.2024	-7,9	17 804,96	741,87
14.02.2024	-16,8	21 295,66	887,32
15.02.2024	-22,4	23 009,09	958,71
16.02.2024	-21,7	21 987,95	916,16
17.02.2024	-12,5	19 286,24	803,59
18.02.2024	-8,5	17 736,05	739,00
19.02.2024	-7,1	17 567,82	731,99
20.02.2024	-11,1	19 083,29	795,14
21.02.2024	-14,1	19 912,60	829,69
22.02.2024	-14,0	19 953,67	831,40
23.02.2024	-13,4	19 890,83	828,78
24.02.2024	-10,5	18 310,77	762,95
25.02.2024	-9,7	18 172,84	757,20
26.02.2024	-8,5	17 551,38	731,31
27.02.2024	-6,8	16 632,25	693,01
28.02.2024	-5,5	16 571,33	690,47
29.02.2024	-3,4	15 699,38	654,14
01.03.2024	-2,8	14 116,70	588,20
02.03.2024	-3,7	15 038,32	626,60
03.03.2024	-0,5	13 957,77	581,57
04.03.2024	-0,4	14 346,03	597,75
05.03.2024	-2,1	14 591,89	608,00
06.03.2024	-4,0	15 918,10	663,25
07.03.2024	-5,4	14 775,80	615,66
08.03.2024	-3,0	14 810,13	617,09
09.03.2024	-4,4	14 628,09	609,50
10.03.2024	-5,0	15 811,32	658,80

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °C	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
11.03.2024	-7,5	17 115,74	713,16
12.03.2024	-5,9	14 838,54	618,27
13.03.2024	-4,0	14 107,44	587,81
14.03.2024	-0,3	13 598,02	566,58
15.03.2024	0,6	13 400,14	558,34
16.03.2024	0,1	13 552,78	564,70
17.03.2024	-0,6	13 396,16	558,17
18.03.2024	-1,1	13 543,94	564,33
19.03.2024	-0,6	13 420,17	559,17
20.03.2024	-2,5	13 354,91	556,45
21.03.2024	-1,4	12 903,07	537,63
22.03.2024	0,7	12 499,63	520,82
23.03.2024	1,6	12 205,48	508,56
24.03.2024	2,1	12 176,32	507,35
25.03.2024	3,7	11 387,47	474,48
26.03.2024	2,9	11 621,60	484,23
27.03.2024	3,1	11 765,92	490,25
28.03.2024	0,6	13 430,19	559,59
29.03.2024	1,1	12 575,49	523,98
30.03.2024	3,4	11 415,08	475,63
31.03.2024	3,5	11 441,78	476,74
01.04.2024	4,4	11 367,55	473,65
02.04.2024	7,3	10 343,31	430,97
03.04.2024	10,3	9 536,29	397,35
04.04.2024	11,7	9 272,02	386,33
05.04.2024	8,1	9 496,76	395,70
06.04.2024	1,4	11 991,34	499,64
07.04.2024	3,9	10 997,86	458,24
08.04.2024	4,5	11 005,85	458,58
09.04.2024	10,4	9 183,28	382,64
10.04.2024	12,4	8 865,10	369,38
11.04.2024	12,2	8 780,65	365,86
12.04.2024	14,1	8 196,42	341,52
13.04.2024	9,6	8 834,44	368,10
14.04.2024	6,5	9 478,53	394,94
15.04.2024	6,6	9 606,31	400,26
16.04.2024	9,9	8 806,46	366,94
17.04.2024	13,9	8 044,03	335,17
18.04.2024	18,5	6 759,37	281,64
19.04.2024	21,8	5 719,82	238,33
20.04.2024	19,8	5 044,04	210,17
21.04.2024	16,3	5 022,45	209,27
22.04.2024	19,8	4 812,68	200,53

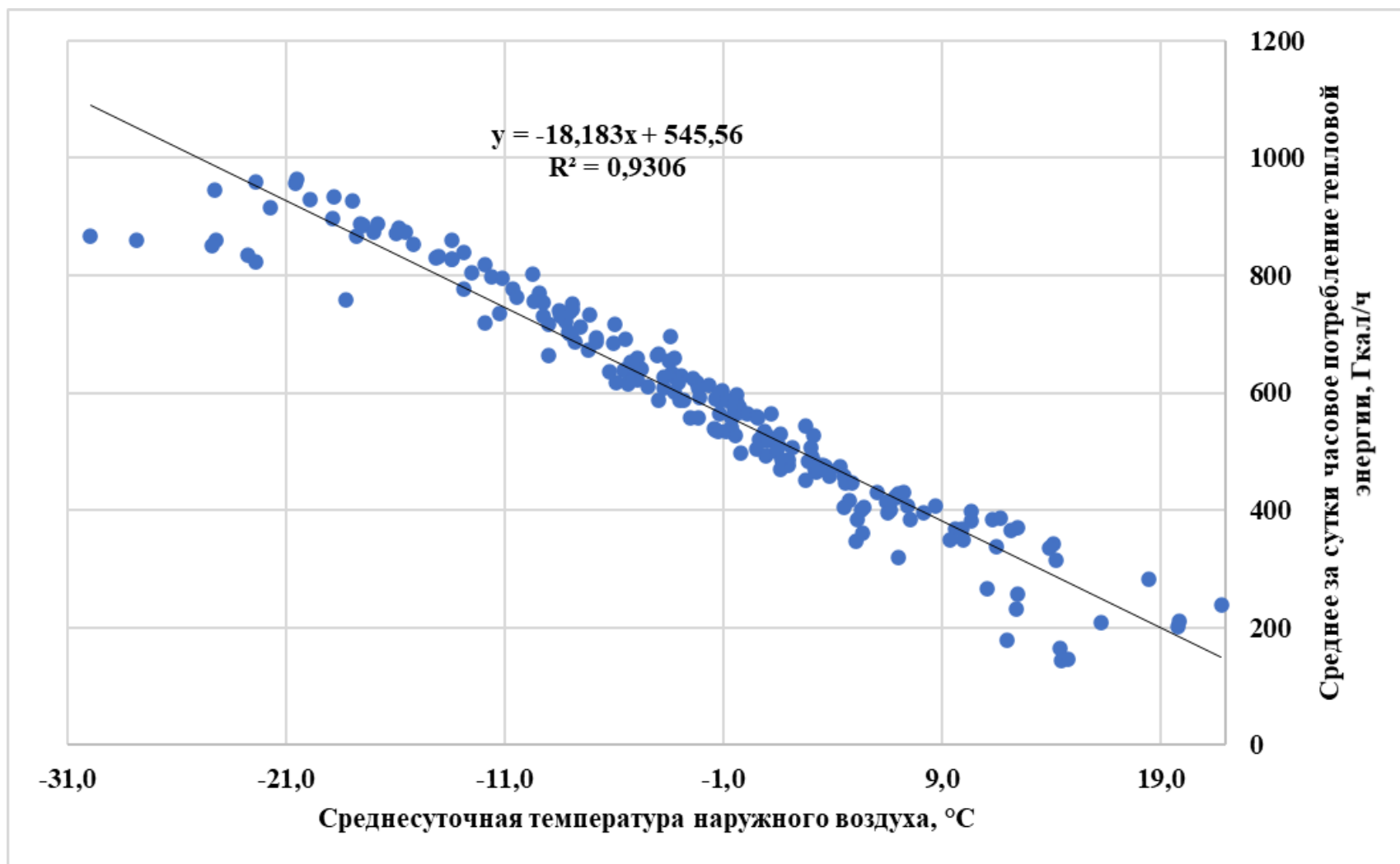


Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ

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

$$Q_{\text{сумм}}^P = -18,183 t_{\text{нар}} + 545,56$$

Подставив в формулу расчетную температуру наружного воздуха – 31 °С, получаем тепловую нагрузку на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение с учетом потерь на коллекторе источника тепловой энергии (без учета потребителей, подключенных непосредственно к коллекторам станции):

$$Q_{\text{сумм}}^P = -18,183 t_{\text{нар}} + 545,56 = -18,183 (-31) + 545,56 = 1\,109,23 \text{ Гкал/ч}$$

5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Поквартирное отопление – это децентрализованное (автономное) индивидуальное обеспечение отдельной квартиры в многоквартирном доме теплом и горячей водой.

Подобная система отопления используется при отсутствии возможности подключения к централизованной системе теплоснабжения и является эффективной только при значительном удалении от нее.

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах города Набережные Челны используются только в нескольких домах и не имеют широкого распространения.

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

Представление величин потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления не представляется возможным в связи с вводом ограничения свободного доступа к сервису публичной кадастровой карты.

Табл. 5.2 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения ЕТО №1 АО «Татэнерго», тыс. Гкал

Период	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал						Всего сумм. потр.
		население			прочие			
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	суммарное потребление	
2020	АО "Татэнерго"	1487,990	664,550	2152,540	984,782	118,328	1103,110	3255,650
2021	АО "Татэнерго"	1715,000	629,887	2344,887	1169,789	132,460	1302,249	3647,136
2022	АО "Татэнерго"	1653,330	651,480	2304,810	1131,480	134,980	1266,460	3571,270
2023	АО "Татэнерго"	1545,861	679,471	2225,332	1118,611	129,547	1248,158	3473,490
2024	АО "Татэнерго"	1568,006	717,584	2285,590	1185,206	129,867	1315,073	3600,663

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

Согласно Приказу Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 16.11.2023 № 168/о нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан приведены в Табл. 5.6.

Табл. 5.3 Расход т/э на подогрев холодной воды

Вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая)	С централизованной системой горячего водоснабжения, Гкал/м³
Открытая	
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0655
без полотенцесушителей	0,0579
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0679
без полотенцесушителей	0,0629
Закрытая	
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0651
без полотенцесушителей	0,0601
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0711
без полотенцесушителей	0,0659
	С нецентрализованной системой горячего водоснабжения, Гкал/м³
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0615
без полотенцесушителей	0,0571
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0687
без полотенцесушителей	0,0625

Согласно Приказу Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 21 августа 2012 г. N 132/о:

- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки для г. Набережные Челны приведены в Табл. 5.7;

- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки для г. Набережные Челны приведены в Табл. 5.8.

Табл. 5.4 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999г. постройки

Этажность (Гкал/кв. м в месяц)						
1 - 4	5 - 9	10 - 11	12	14	15	16 и более
0,02607	0,02223	0,02133	0,02121	0,02181	0,02211	0,02271

Табл. 5.5 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999г. постройки

Этажность (Гкал/кв. м в месяц)							
1	2	3	4-5	6-7	8-9	10-11	12 и более
0,01784	0,01502	0,01490	0,01280	0,01189	0,01129	0,01069	0,01039

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

Сравнение договорной и расчетной тепловых нагрузок представлено в таблице ниже. Расчетная тепловая нагрузка составляет 69,95% от договорной в целом по источникам тепловой энергии.

Существенная разница между договорной и расчетной тепловой нагрузкой обусловлена отсутствием заинтересованности существующих потребителей в пересмотре в сторону уменьшения договорной нагрузки. Инициирование пересмотра тепловых нагрузок согласно Правилам установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок, утвержденные Приказом Министерства регионального развития РФ от 28.12.2009 №610 возможно на основании заявки собственника или законного представителя с приложением документов и сведений, предусмотренных правилами.

Табл. 5.6 . Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловых нагрузок в зоне действия источников тепловой энергии г. Набережные Челны

Наименование источника тепловой энергии	Расчетная (фактическая) тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Отношение расчетной нагрузки к договорной, %
НЧТЭЦ	1 024,19	2567,69	39,89%
БСИ	28,17	28,17	100%

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

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

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

Табл. 6.1 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4 092	4 092	4 092	4 092	4092
Отборы паровых турбин, в том числе:	2 052	2 052	2 052	2 052	2052
производственных показателей (с учетом противодавления)	294	294	294	294	294
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758
РОУ	0	0	0	0	0
ПВК	2 040	2 040	2 040	2 040	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4 092	4 092	4 092	4 092	4 092
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,94	0,97	0,89	0,82	0,85
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	56,43	61,15	59,74	58,99	60,90
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	141,61	142,65	131,09	133,11	107,43
Потери в паропроводах	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	2 705,20	2748,70	2785,34	2537,34	2567,69
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	561,76	560,26	560,06	563,38	564,26
отопление и вентиляция	561,71	560,21	559,98	563,30	564,18
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,08	0,08	0,08
Население:	1530,34	1574,00	1601,54	1401,71	1430,51

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024
отопление и вентиляция	801,01	822,66	836,14	756,14	770,882
горячее водоснабжение	729,33	751,34	765,4	645,57	659,628
Промышленные потребители:	613,11	614,44	623,74	572,25	572,92
отопление и вентиляция	459,67	454,79	468,43	439,51	446,67
горячее водоснабжение	153,44	159,65	155,31	132,74	126,25
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции) без учета потребителей, присоединенных к коллекторам	1 111,54	1 134,88	1 153,98	1 023,66	1024,19
отопление и вентиляция	653,76	662,46	676,52	620,04	620,36
горячее водоснабжение	457,78	472,42	477,46	403,62	403,83
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	20,51	21,19	21,19	21,19	21,19
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	20,51	21,19	21,19	21,19	21,19
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	985,29	935,33	912,11	1 158,55	1151,937
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2 578,96	2 549,15	2 543,47	2 672,23	2 695,44
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3 674,63	3 669,88	3 671,74	3 672,20	3 670
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3 632,00	3 632,00	3 632,00	3 632,00	3 632,00
Зона действия источника тепловой мощности, га	4001	4026	4068	4111	4153
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельной БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе:	590,00	590,00	590,00	590,00	590,00
Располагаемая тепловая мощность станции	488,7	488,7	488,7	488,7	500,1
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,42	5,42	9,29	1,16	0,83
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	35,00	34,75	34,91	12,72	12,72
отопление	34,607	34,37	34,53	12,57	12,57
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,39	0,38	0,38	0,15	0,15
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	18,15	18,02	18,11	6,60	28,17
отопление	17,95	17,82	17,91	6,52	27,79
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,2	0,2	0,2	0,08	0,38
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	12,7	10,73	10,73	10,73	10,73
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	12,7	10,73	10,73	10,73	10,73
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	435,11	434,33	430,30	460,62	472,35
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	451,96	451,06	447,10	466,74	456,91
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	386,29	383,28	379,41	387,54	399,27
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	388,7	388,7	388,7	388,7	400,1
Зона действия источника тепловой мощности, га	234,11	234,66	235	236,1	236,3
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8

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

Значения существующих резервов и дефицитов тепловой мощности источников тепловой энергии АО «Татэнерго» по состоянию на 2024 год приведены в Табл. 6.3 –

Табл. 6.4.

Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НчТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч

Наименование показателей	2024
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1151,937
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2 695,44

Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч

Наименование показателя	2024
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	456,91
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	456,91

Источники тепловой энергии города Набережные Челны на конец 2024 года имеют значительный резерв тепловой мощности.

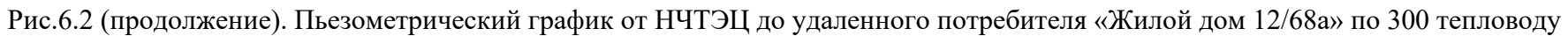
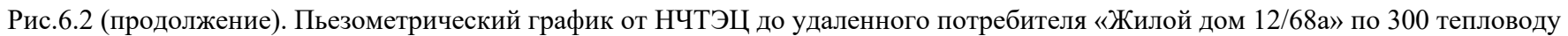
6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

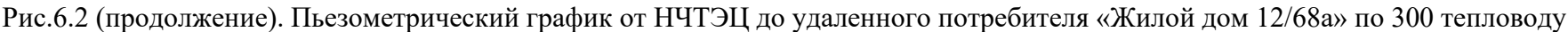
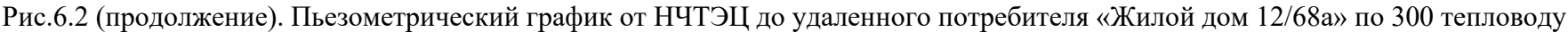
Результаты расчета гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю приведены ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1024.187, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	705.822, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.079, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	144.140, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.38585, Гкал/ч

Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.62665, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.73136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.08728, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	3.19933, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18989.637, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18614.475, т/ч
Суммарный расход на подпитку	375.162, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15055.401, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1605.171, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2142.588, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.45186, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.17636, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	54.35065, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	61.176, °C





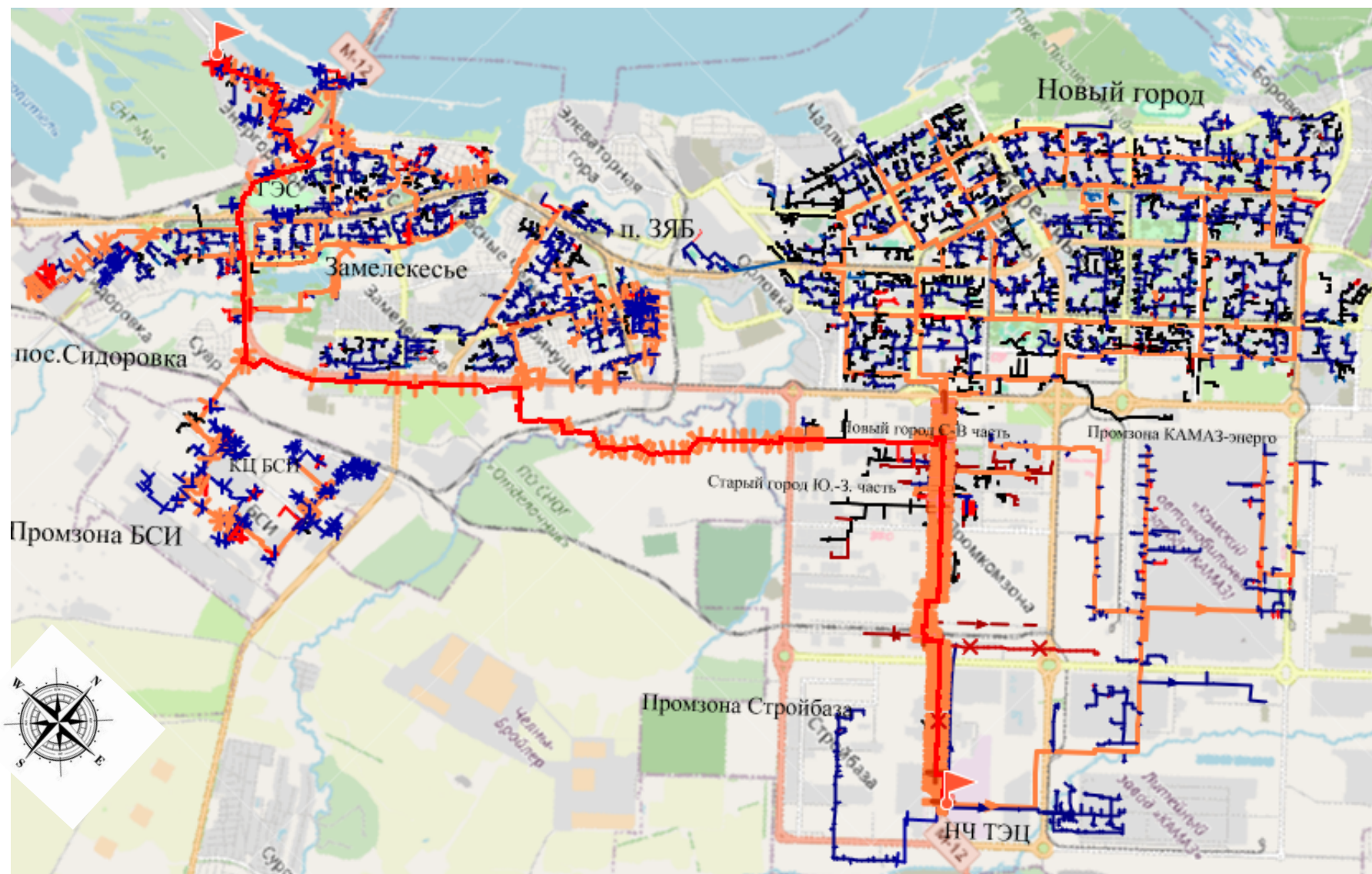
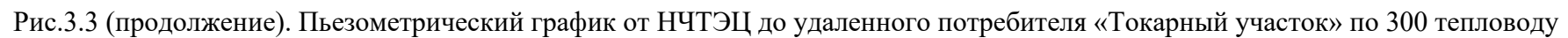
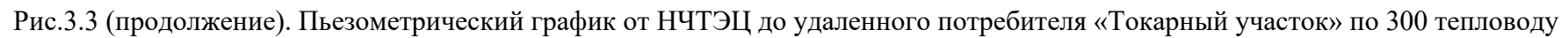


Рис. 6.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду



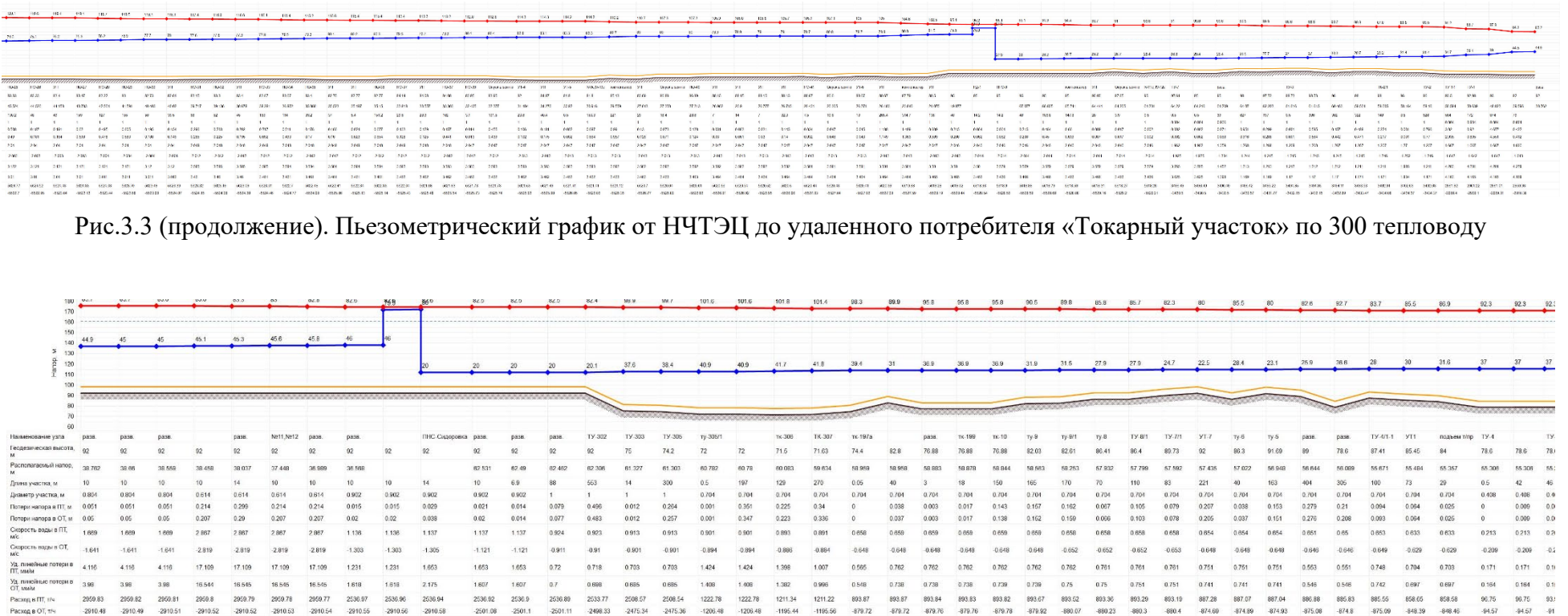


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

Существующий расход сетевой воды с НЧТЭЦ на СВЧ и ЮЗЧ города, в отопительный сезон 2023-2024 года, составил 18 989,637 т/час. Расход сетевой воды по тепловоду №410 составил – 5 037 т/час.

По тепловоду №520 – 1 870 т/час.

По результатам выполненного гидравлического расчета на 2024 год не требуется увеличение диаметров магистральных тепловодов.

Согласно СП 124.13330.2012 "СНиП 41-02-2003. Тепловые сети" для магистральных водяных тепловых сетей следует предусматривать следующие гидравлические режимы:

- расчётный – по расчётным расходам сетевой воды в отопительный период;
- летний – при максимальной нагрузке ГВС в неотапливаемый период.

Расчётный режим представляет собой конкретный расход, соответствующий присоединённой тепловой нагрузке системы теплоснабжения в отопительный период.

Источник теплоснабжения – НЧТЭЦ работает по заданной среднесуточной температуре теплоносителя, в зависимости от усреднённой суточной температуры наружного воздуха.

Внедрение АИТП у потребителей значительно повлияла на гидравлический режим системы теплоснабжения города существенным изменением расходов сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха

По состоянию на 31.12.2023 год оснащённость жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения выполнен на 100%.

В течение суток температура наружного воздуха меняется, соответственно, и фактические расходы сетевой воды отличаются от расчётного режима, который рассчитан на температуру наиболее холодной пятидневки. Разница между максимальным и минимальным расходом сетевой воды в течение суток доходит, до 4500 т/ч. Для восприятия изменяющихся расходов сетевой воды на всех подкачивающих насосных станциях (ПНС) установлены ЧРП.

Более значительное отклонение расходов наблюдается в диапазоне температуры наружного воздуха от +8 до +2 °С – температуры, соответствующей точке излома температурного графика.

Фактически в течение суток осуществляется количественное регулирование отпуска теплоэнергии, которое стало возможно благодаря оснащённости объектов города АИТП.

В течение отопительного сезона расходы теплоносителя в тепловодах изменяются от 5500 до 17600 т/ч. Для города, оснащённого АИТП, режимная карта, составленная на расчётный расход сетевой воды, с установленным давлением, колеблющимся от $\pm 0,5$ кгс/см² неприемлема, так как ведет к значительным расходам теплоносителя, и, как следствие, увеличению расхода электрической энергии на перекачку сетевой воды.

С целью охвата режимной картой всех возможных при эксплуатации тепловых сетей расходов предложен новый подход к составлению режимных карт, а именно: уставки режимной карты рассчитываются с шагом в 500 т/ч. При этом достигается охват возможного диапазона расходов сетевой воды в отопительный период. Режимная карта позволяет вести оптимальные режимы работы системы теплоснабжения и значительно экономит электрическую энергию. Данная режимная карта внедрена в работу с отопительного сезона 2016/2017 гг. и представлена в главе 3 обосновывающих материалов.

Все насосные станции локально автоматизированы и управляются диспетчером дистанционно и уставки ЧРП насосов и регулирующих клапанов устанавливают вручную.

В летний период, в системе теплоснабжения СЦТ-1, в зависимости от проводимых испытаний на тепловых сетях, текущих и капитальных ремонтов, в работу вводится как Набережночелнинская ТЭЦ, так и Котельный цех БСИ. Передача тепловой энергии от источника до потребителя происходит по магистральным трубопроводам, соединяющим источники тепловой энергии и город. Выбор тепловода №100,200,300 или 500, для передачи тепла в летний период, зависит от присоединенной нагрузки и расходов в данный момент времени, от шероховатости и зарастания трубопроводов, от видов работ, проводимых на тепловых сетях города. Разработанные на летний период режимные карты позволяют диспетчеру вести режим при различных ситуациях, возникающих на тепловых сетях, для обеспечения потребителей тепловой энергией в горячей воде. Расходы сетевой воды с НЧТЭЦ варьируется от 2500÷6000 т/час, от Котельного цеха БСИ 400÷1100 т/час.

6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Под дефицитом тепловой энергии понимается технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Причинами возникновения дефицита тепловой мощности зачастую связано со следующими факторами:

- источник проектировался под существующую нагрузку без учета присоединения новых потребителей;
- ограничения теплопроизводительности основного теплогенерирующего оборудования;
- присоединение объема тепловых нагрузок больше, чем способно обеспечить оборудование теплоисточника;
- влияние тепловых потерь, которые ежегодно увеличиваются вследствие старения изоляции и физического износа трубопровода;
- ограничения, связанные с пропускной способностью трубопроводов, что приводит к качественно-количественному регулированию, что в свою очередь происходит от фактического состояния тепловых сетей.

Исходя из возникающих вышеперечисленных причин на теплоисточниках с дефицитом тепловой мощности в максимальные часы нагрузки возможно снижение параметров теплоносителя.

По источникам тепловой энергии не наблюдается дефицит тепловой мощности (Табл. 6.3-Табл. 6.4).

6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности рассмотрены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

6.6 Величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки – отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей. В таблицах ниже представлены значения существующих значений средневзвешенной плотности тепловой нагрузки по зонам действия ресурсоснабжающих организаций города, которые предоставили данные по подключенным тепловым нагрузкам к теплоисточникам.

Сведения по средневзвешенной плотности тепловой нагрузки за 2020-2024 гг. по ЕТО представлены в таблице ниже.

Табл. 6.5 Существующие величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии (Гкал/ч/га)

Наименование источника	2020	2021	2022	2023	2024
НЧТЭЦ	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Котельный цех БСИ	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8

Часть 7. Балансы теплоносителя

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

Источником хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения г. Набережные Челны является река Кама. Водозабор размещается в 16 км от промузла 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 Показатели качества хозяйственной воды, поступающей на установки водоподготовки за 2024 год.

Наименование анализа	Единицы измер.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. значения за 2024 г.
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	5,40	5,20	5,30	6,40	4,40	3,20	3,30	4,10	3,60	4,10	4,10	5,30	4,53
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	1,62	1,76	1,78	1,72	1,60	1,10	1,15	1,30	1,18	1,54	1,56	2,25	1,55
рН	ед.рН	6,93	7,05	7,15	7,06	7,01	7,02	7,11	7,08	7,04	7,19	6,99	7,56	7,10
Железо	мг/дм ³	0,12	0,20	0,20	0,10	0,14	0,17	0,14	0,20	0,17	0,13	0,13	0,13	0,15
Перманганатная окисляемость	мг О ₂ /дм ³	3,00	3,10	2,50	2,70	2,50	2,50	2,60	3,10	3,30	3,30	2,90	3,40	2,91
Взвешенные вещества	мг/дм ³	0,4	0,8	0,8	0,6	0,7	0,9	0,4	0,3	0,2	0,3	0,9	0,6	0,58
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,006	0,005	0,005	0,005	0,006	0,005	0,006	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01
Углекислота	мг/дм ³	14,0	16,0	18,0	16,0	19,0	17,0	15,0	15,0	12,0	13,0	15,0	9,7	14,98
Солесодержание	мг/дм ³	327,0	389,0	438,0	420,0	298,0	217,0	261,0	261,0	151,0	256,0	257,0	346,0	301,75
Хлориды	мг/дм ³	84,0	88,0	97,0	73,0	60,0	55,0	56,0	51,0	46,0	53,0	49,0	73,0	65,42
Сульфаты	мг/дм ³	62,0	83,0	103,0	55,0	56,0	50,0	50,0	55,0	54,0	57,0	94,0	102,0	68,42

Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2024 год

Наименование анализа	Единицы измер.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. значения за 2024 г.
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	3,50	4,90	5,60	6,00	4,70	3,20	3,20	3,40	3,30	3,60	3,90	4,40	4,14
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	1,48	1,54	1,70	1,72	1,69	1,33	1,16	1,27	1,41	1,50	1,62	1,74	1,51
Щелочность по ф/ф.	мг-экв/дм ³	0,14	0,15	0,22	0,25	0,24	0,18	0,11	0,13	0,16	0,16	0,18	0,22	0,18
Индекс карбонатный	(мг/дм ³) ²	5,20	5,90	6,90	7,60	6,50	4,30	3,10	3,20	3,60	4,00	4,60	5,50	5,03
рН	ед.рН	8,45	8,48	8,68	8,85	8,88	8,91	8,83	8,88	8,98	8,76	8,62	8,98	8,78
Кислород	мг/дм ³	0,009	0,013	0,012	0,011	0,012	0,011	0,011	0,016	0,014	0,014	0,011	0,010	0,01
Железо	мг/дм ³	0,16	0,16	0,13	0,13	0,17	0,19	0,14	0,15	0,18	0,26	0,24	0,14	0,17
Перманганатная окисляемость	мг О ₂ /дм ³	2,80	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	3,10	3,30	3,00	2,20	2,90	2,74
Взвешенные вещества	мг/дм ³	0,7	0,6	0,5	0,6	0,8	0,9	0,7	0,8	1,2	2,4	1,3	1,0	0,96

Наименование анализа	Единицы измер.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. значения за 2024 г.
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,012	0,011	0,010	0,011	0,008	0,009	0,008	0,009	0,010	0,010	0,010	0,009	0,01
Углекислота	мг/дм ³	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Солесодержание	мг/дм ³	340,0	355,0	399,0	426,0	343,0	293,0	350,0	230,0	157,0	236,0	252,0	291,0	306,00
Хлориды	мг/дм ³	83,0	81,0	91,0	88,0	70,0	66,0	52,0	49,0	44,0	48,0	48,0	67,0	65,58
Сульфаты	мг/дм ³	65,0	84,0	89,0	76,0	70,0	59,0	49,0	51,0	61,0	54,0	84,0	97,0	69,92
Ингибитор Акварезалт1040	мг/дм ³	4,90	4,30	4,00	3,70	3,10	2,30	2,20	2,20	2,30	2,70	3,70	4,20	3,30

Табл. 7.2 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м³

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2 481,62	1 732,91	1 693,32	1 694,25	1 728,86
нормативные утечки теплоносителя	2 096,24	2 129,94	2 158,34	2 184,24	1 694,25
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	385,38	-397,03	-465,02	-489,99	2 184,24

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 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	4 925	4 925	4 925	4 925	4 925
Срок службы	лет	47	48	49	50	51
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	10	10	10	10	10
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1 856,92	1 886,77	1 911,93	1 938,30	н/д
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	732,76	511,68	500,00	506,90	н/д
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	618,97	628,92	637,31	646,1	27,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-26,25	-293,51	-137,31	-139,2	16,73
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	140,04	176,27	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4 951,77	5 031,39	5 098,47	5 168,81	н/д
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	4192,24	4413,32	4425,00	4418,10	н/д
Доля резерва	%	85,1	89,6	89,8	89,7	н/д

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 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	127,19	123,47	23,22	40,68	43,78
нормативные утечки теплоносителя	27,12	26,93	27,05	27,05	27,05
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	100,07	96,54	-3,83	13,63	16,73

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 2024 год разработки схемы теплоснабжения.

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет	47	48	49	50	50
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	9,66	9,59	9,63	9,63	9,63
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	14,48	14,09	2,65	2,75	2,75
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,22	3,2	3,21	3,21	3,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	11,26	10,89	-0,56	-0,46	-0,46
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	25,75	25,57	25,69	25,69	25,69
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	185,52	185,91	197,35	197,25	197,25

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Доля резерва	%	92,8	93,0	98,7	98,6	100,0

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 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В таблице ниже приведены значения максимальной подпитки за год в период повреждения участков тепловых сетей источников тепловой энергии АО «Татэнерго».

Табл. 7.6 Значения максимальной подпитки за год в период повреждения участков тепловых сетей источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго», мЗ/ч

☐ Источники тепловой энергии	2020	2021	2022	2023	2024
Филиал АО «Татэнерго» НчТЭЦ	1 993,40	1 990,73	2 022,74	2 049,71	2 049,71
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ Котельный цех БСИ	25,68	25,75	25,57	25,69	25,69

7.3 Описание изменений в балансах производительности водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения

Изменений в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в составе оборудования ВПУ на источниках не зафиксирован.

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

8.1 Описание видов и количества используемого 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 промузлу.

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 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.

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
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0
2021	8 174	1 358 494	1 358 494	0
2022	8 222	1 294 796	1 294 796	0
2023	8 260	1 292 634	1 292 634	0
2024	8 303	1 428 410	1 428 410	0

Табл. 8.2 Топливный баланс образованной на базе НчТЭЦ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива за год					Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального	условного		
2020									
Газ	-	1 084 425	1 084 425	687 396	802 367	397 029	463 283	-	8 170
Нефтетопливо, в том числе	45 271	45 950	38 215	32 197	43 634	6 017	8 154	53 006	9 486
- мазут	45 271	45 950	38 215	32 197	43 634	6 017	8 154	53 006	9 486
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	846 001	-	471 437	-	-
2021									
Газ	-	1 358 494	1 358 494	897 228	1 047 808	461 266	538 524	-	8 174
Нефтетопливо, в том числе	53 006	3 272	4 076	3 311	4 540	765	1 049	52 121	9 597
- мазут	53 006	3 272	4 076	3 311	4 540	765	1 049	52 121	9 597
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	1 052 348	-	539 573	-	-
2022									
Газ	-	1 294 796	1 294 796	841 505	989 186	453 291	531 719	-	8 222
Нефтетопливо, в том числе	52 121	18 151	14 552	11 399	15 609	3 153	4 321	55 682	9 587
- мазут	52 121	18 151	14 552	11 399	15 609	3 153	4 321	55 682	9 587
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	1 004 795	-	536 040	-	-
2023									
Газ	-	1 292 634	1 292 634	851 180	1 005 200	441 454	520 054	-	8 260
Нефтетопливо, в том числе	55 682	0	2 577	2 032	2 779	545	745	53 051	9 572
- мазут	55 682	0	2 577	2 032	2 779	545	745	53 051	9 572
- диз.топливо									
Итого					1 007 979		520 799		
2024									
Газ	-	1 428 410	1 428 410	967 051	1 147 501	461 359	546 779	-	8 303
Нефтетопливо, в том числе	53 051	0	2 152	1 854	2 533	298	408	50 900	9 567
- мазут	53 051	0	2 152	1 854	2 533	298	408	50 900	9 567
- диз.топливо									
Итого					1 150 034		547 187		

8.1.2Котельный 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

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2024 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2024 год
	Котельный цех БСИ	газ	8 294	9 647
	Котельный цех БСИ	мазут	9 555	8
всего газ				15 436
всего мазут				8
Итого				15 444

Табл. 8.4 Топливный баланс образованной на базе КЦ БСИ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	Всего, в т. условного топлива		
2020						
Газ	-	25 362	25 362	29 556	-	8 158
Нефтетопливо, в том числе	3 409,00	0,00	6,00	8,00	3 403,00	9 538,00
- мазут	3 409	0	6	8	3 403	9 538
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	29 564,00	-	-
2021						
Газ	-	14 311	14 311	16 718	-	8 177
Нефтетопливо, в том числе	3 403,00	0,00	6,00	8,00	3 398,00	9 561,00
- мазут	3 403,00	0	6,00	8,00	3 398,00	9 561,00
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	16 726,00	-	-
2022						
Газ	-	6 440	6 440	7 556	-	8 213
Нефтетопливо, в том числе	3 398,00	0,00	6,00	8,00	3 392,00	9 566,00
- мазут	3 398	0	6	8	3 392	9 566
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	7 564,00	-	-
2023						
Газ	-	13 079	13 079	15 436	-	8 261
Нефтетопливо, в том числе	3 392	0	6	8	3 386	9 537
- мазут	3 392	0	6	8	3 386	9 537
- диз.топливо						
Итого				15 444		
2024						
Газ	-	8 142	8 142	9 647	-	8 294
Нефтетопливо, в том числе	3 386	0	6	8	3 380	9 555
- мазут	3 386	0	6	8	3 380	9 555
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	9 655	-	-

Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за календарный год, тут			Остаток топлива на конец года (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм³) на ТЭЦ	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм³) на котельных (БСИ)
			На котельных на отпуск тепловой энергии (БСИ)	На ТЭЦ				
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии			
2020								
Газ природный	-	1 109 787	29 556	463 283	802 367	-	8 170	8 158
Нефтетопливо, в том числе	48 680	45 950	8	8 154	43 634	56 409	9 486	9 538
- мазут	48 680	45 950	8	8 154	43 634	56 409	9 486	9 538
Итого	-	-	29 564	471 437	846 001	-	-	-
2021								
Газ природный	-	1 372 805	16 718	538 524	1 047 808	-	8 174	8 177
Нефтетопливо, в том числе	56 409	3 272	8	1 049	4 540	55 518	9 597	9 561
- мазут	56 409	3 272	8	1 049	4 540	55 518	9 597	9 561
Итого	-	-	16 726	539 573	1 052 348	-	-	-
2022								
Газ природный	-	1 301 236	7 556	531 719	989 186	-	8 222	8 213
Нефтетопливо, в том числе	55 518	18 151	8	4 321	15 609	59 074	9 587	9 566
- мазут	55 518	18 151	8	4 321	15 609	59 074	9 587	9 566
Итого	-	-	7 564	536 040	1 004 795	-	-	-
2023								
Газ природный		1 305 713	15 436	520 054	1 005 200		8 260	8 261
Нефтетопливо, в том числе	59 074	0	8	745	2 779	56 437	9 572	9 537
- мазут	59 074	0	8	745	2 779	56 437	9 572	9 537
Итого	0	0	15 444	520 799	1 007 979	0	520799	0
2024								
Газ природный	-	1 436 552	9 647	546 779	1 147 501	-	8 303	8 294
Нефтетопливо, в том числе	56 437	0	8	408	2 533	54 280	9 567	9 555
- мазут	56 437	0	8	408	2 533	54 280	9 567	9 555
Итого	-	-	9 655	547 187	1 150 034	-	-	-

8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения 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 составило 7,59%.

За отчетный 2024 г. расход топлива составил 1697 тыс. т у.т., в том числе мазута – 2,9 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 ± 50⁰С;
- давление 45 ± 1,0 кгс/см²;
- температура мазута в расходных резервуарах 60 ⁰С – 80 ⁰С; условная вязкость (ВУ) 2,5 ⁰С.

Нормативный неснижаемый запас топлива в мазуте составляет 6903 т. Нормативный эксплуатационный запас топлива в мазуте составляет 26500 т.

Табл. 8.6 Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии НчТЭЦ, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. тонн натурального топлива

Показатель	Вид топлива	2020	2021	2022	2023	2024
ННЗТ	мазут	6,281	6,903	6,853	4,119	3,949
НЭЗТ	мазут	26,5	26,500	26,5	6,634	6,957
ОНЗТ	мазут	32,781	33,403	33,353	10,753	10,906

8.2.2Котельный 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 2024 году 8 т.у.т.

Табл. 8.7 Нормативные запасы топлива на котельной БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тонн натурального топлива

Показатель	Вид топлива	2020	2021	2022	2023	2024
ННЗТ	мазут	0,548	0,441	0,406	0,363	0,471
НЭЗТ	мазут	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ОНЗТ	мазут	0,548	0,441	0,406	0,363	0,471



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 3459

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °C по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к
автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для
реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г.
№ 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НА19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 3459
Дата изготовления: 28.08.2022
Размер партии (масса): 4148,232 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 85
Уровень наполнения: 1044,0 см
Дата отбора пробы: 28.08.2022
Дата проведения испытаний: 28.08.2022
Паспорт выдан на основании: анализа качества от 28.08.2022 № 3459

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °C, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,139
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,40
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,27
7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	9,3
8. Температура вспышки в открытом тигле, °C	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °C	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракующая), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °C, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определяется обязательно	1018,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °C, % об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	16,7

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °C по ГОСТ 10585-2013

соответствует требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);

- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- нейтрализатор сероводорода "EVASORB FF марки 142" в количестве до 900 г/тону.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;

- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-84;

- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня

изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84;

- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.



Лаборант химического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 28.08.2022

Набуллина А.Р.

Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого мазута

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.

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

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер – первый
заместитель генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Казань»
М.В. Чучкалов
«25» декабря 2024 г.

Паспорт № 120/10-290
качества газа горючего природного за ДЕКАБРЬ 2024 г.

- Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу «Миннибаево-Ижевск» покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): АГНКС-2 г. Наб. Челны, ГРС-1 Наб. Челны, ГРС-2 Наб. Челны, Суык-Су.
- Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
- Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
- Место отбора проб газа: ГРС-2 Наб. Челны, 5 км обводного г/п вокруг г. Наб. Челны.
- Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Стр. 1 из 2 Паспорт № 120/10-290

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:				
1.1	метан				94,22
1.2	этан				3,34
1.3	пропан				1,06
1.4	изо-бутан				0,162
1.5	норм-бутан				0,150
1.6	нео-пентан				0,0012
1.7	изо-пентан				0,0251
1.8	норм-пентан				0,0171
1.9	гексаны + высшие углеводороды				0,0114
1.10	гелий				0,0114
1.11	водород				0,0216
1.12	кислород				не более 0,050
1.13	азот				менее 0,0050
1.14	диоксид углерода				не норм.
2.	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,81
3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 7600	8315
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 41,20-54,50	50,10
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.9	9840-13020	11967
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.12	не норм.	0,7136
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,020	менее 0,0010
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009 п.9.3	не более 0,036	0,012
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	—	не более 0,001	отсутств.
10.*	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021 п.9.2	ниже температуры газа	минус 33,6

*Показатель распространяется только на ГТТ коммунально-бытового назначения. Для ГТТ промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

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

Стандартные условия измерения объема газа - температура 20 °C, давление 101,325 кПа.

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

Значения показателей по п.п. 1-4, 9-10 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ) (Адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60, тел.: (8552)71-73-33, факс: (8552)71-75-59), по п.п. 5-7 - в лаборатории ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ) (Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, д. 18, тел.: (8555)47-33-60, факс: (8555)30-47-02); по п. 8 - в ХАЛ Альметьевского ЛПУМГ (сектор 7 ИЛ) (Адрес: 423460, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ш.т. Нижняя Махтама, ул. Бугульминский тракт, д. 1, тел.: (8553)313-701, факс: (8553)377-359).

Значения показателей по п.п. _____ определены потоковыми средствами

измерений, установленными на _____

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ ИТЦ, руководитель ИЛ _____ А.Ф. Гилязова

Заполняется региональной компанией по реализации газа _____

Копия паспорта выдана _____

Стр. 2 из 2 Паспорт № 120/10-290

Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
2023 г.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-23/ГП от 03.04.2023

Дата и место отбора проб: 03.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-23/Х
Дата проведения испытаний: 03.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$
1.	Компонентный состав:					
1.1	метан				94,18	0,12
1.2	этан				3,34	0,13
1.3	пропан				0,96	0,06
1.4	изо-бутан				0,144	0,009
1.5	норм-бутан				0,135	0,008
1.6	нео-пентан				0,0014	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0243	0,0017
1.8	норм-пентан				0,0163	0,0012
1.9	гексаны (C ₆ и выше)				0,0019	0,0004
1.10	гелий				0,0113	0,0009
1.11	водород				0,047	0,003
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот			не нормируется	0,89	0,04
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,252	0,016
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,67 8281	0,06 —
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	49,95 11930	0,09 —
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7120	0,0011
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	—

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, одориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда



Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.3 Протокол испытаний поставляемого газа №11-23/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
«20 апреля» 2023 г.
МП.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-25/ГП от 10.04.2023

Дата и место отбора проб: 10.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-25/Х
Дата проведения испытаний: 10.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,42	0,11
1.2	этан				3,23	0,13
1.3	пропан				0,90	0,05
1.4	изо-бутан				0,134	0,008
1.5	норм-бутан				0,125	0,008
1.6	нео-пентан				0,0012	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0214	0,0015
1.8	норм-пентан				0,0144	0,0011
1.9	гексаны (С ₆ -высшие)				0,0012	0,0003
1.10	гелий				0,0106	0,0009
1.11	водород				0,073	0,005
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот			не нормируется	0,84	0,03
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,231	0,015
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,60 8264	0,06 —
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	49,95 11930	0,09 —
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7095	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	—

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, одориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа №11-25/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Испытательной лаборатории
для ООО «Газпром трансгаз Казань»
ТЕХНИЧЕСКОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ
А.Ф. Гилязова
«28» 11 2023 г.
МП.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-27/ГП от 18.04.2023

Дата и место отбора проб: 18.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-27/Х
Дата проведения испытаний: 18.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,61	0,11
1.2	этан				3,17	0,13
1.3	пропан				0,92	0,06
1.4	изо-бутан				0,141	0,009
1.5	норм-бутан				0,131	0,008
1.6	нео-пентан				0,0013	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0237	0,0017
1.8	норм-пентан				0,0160	0,0012
1.9	гексаны (С ₆ и выше)				0,0011	0,0003
1.10	гелий				0,0098	0,0008
1.11	водород				0,0316	0,0021
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот			не нормируется	0,71	0,03
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,240	0,016
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,66 8278	0,06 —
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,04 11952	0,09 —
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7095	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	не опред.	—

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, проверка действительна до 27.04.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 4 разряда

А.А. Миннуллиной

И.о. начальника лаборатории

И.В. Григорьев

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа №11-27/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Испытательной лаборатории
для ООО «Газпром трансгаз Казань»
ТЕХНИЧЕСКОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ
А.Ф. Гилязова
24.04.2023 г.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-29/ГП от 24.04.2023

Дата и место отбора проб: 24.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-29/Х
Дата проведения испытаний: 24.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,46	0,11
1.2	этан				3,21	0,13
1.3	пропан				0,89	0,05
1.4	изо-бутан				0,133	0,008
1.5	норм-бутан				0,121	0,008
1.6	нео-пентан				0,0014	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0166	0,0012
1.8	норм-пентан				0,0146	0,0011
1.9	гексаны (C_6 -углеводороды)				0,0012	0,0003
1.10	гелий				0,0108	0,0009
1.11	водород				0,046	0,003
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот			не нормируется	0,88	0,04
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,221	0,014
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,58 8259	0,06 —
3.	Область значений числа Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	49,93 11926	0,09 —
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7094	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	—

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, олодирметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 4 разряда

А.А. Миннуллина

И.о. начальника лаборатории

И.В. Григорьев

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа №11-29/ГП

8.4 Описание приоритетного направления развития топливного баланса города Набережные Челны

Приоритетное направление развитие топливного баланса города Набережные Челны – в качестве основного топлива сохраняется природный газ.

8.5 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива не используются.

8.6 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Виды используемого топлива, низшая теплота сгорания представлены в Табл. 8.1 для ТЭЦ Табл. 8.3 котельной.

8.7 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 разработке схемы теплоснабжения

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

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

Часть 9. Надежность теплоснабжения

9.1 Общие положения

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

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

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

9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

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

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

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

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

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

9.3 Частота отключений потребителей

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

Расчет интенсивности отказов участков тепловой сети, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле. Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» представлена в Табл. 9.2.

Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	52	48	60	53	71
в отопительный период, ед.	32	20	22	28	24
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	20	28	38	25	47
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед., в том числе:	218	208	258	234	244
в отопительный период, ед.	99	71	125	129	116
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	119	137	133	105	128
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), ед.	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, ед.	270	256	318	287	315

Табл. 9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

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

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

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

9.5 Интегральные показатели надежности систем теплоснабжения

Ниже представлены интегральные показатели, характеризующие надежность теплоснабжения на тепловых сетях муниципального образования город Набережные Челны за ретроспективный период.

Описание показателей надежности систем теплоснабжения осуществлено на основании данных, предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями о повреждениях объектов теплоснабжения.

Нормативные показатели повреждаемости системы теплоснабжения для НЧТС и ООО «ТСЗВ» не устанавливались.

Табл. 9.3 Показатели повреждаемости НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,19	0,17	0,08	0,07	0,25
в отопительный период, 1/км/оп	0,115	0,071	0,0301	0,0378	0,0858
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,072	0,1	0,0519	0,0337	0,1679
продолжительность отопительного сезона, дней	230	238	229	209	210
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0,50	0,47	0,35	0,32	0,53
в отопительный период, 1/км/оп	0,225	0,159	0,171	0,174	0,25
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,27	0,306	0,182	0,142	0,2759
продолжительность отопительного сезона, дней	230	238	229	209	210
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0
протяженность сетей ГВС, км	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,68	0,64	0,44	0,39	0,78

Табл. 9.4 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/от.сезон

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	2 050	2 207	2 181	-	-

9.6 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

По результатам расчетов показателей надежности тепловых сетей были выявлены зоны ненормативной надежности.

Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности приведена на рисунке 9.1.

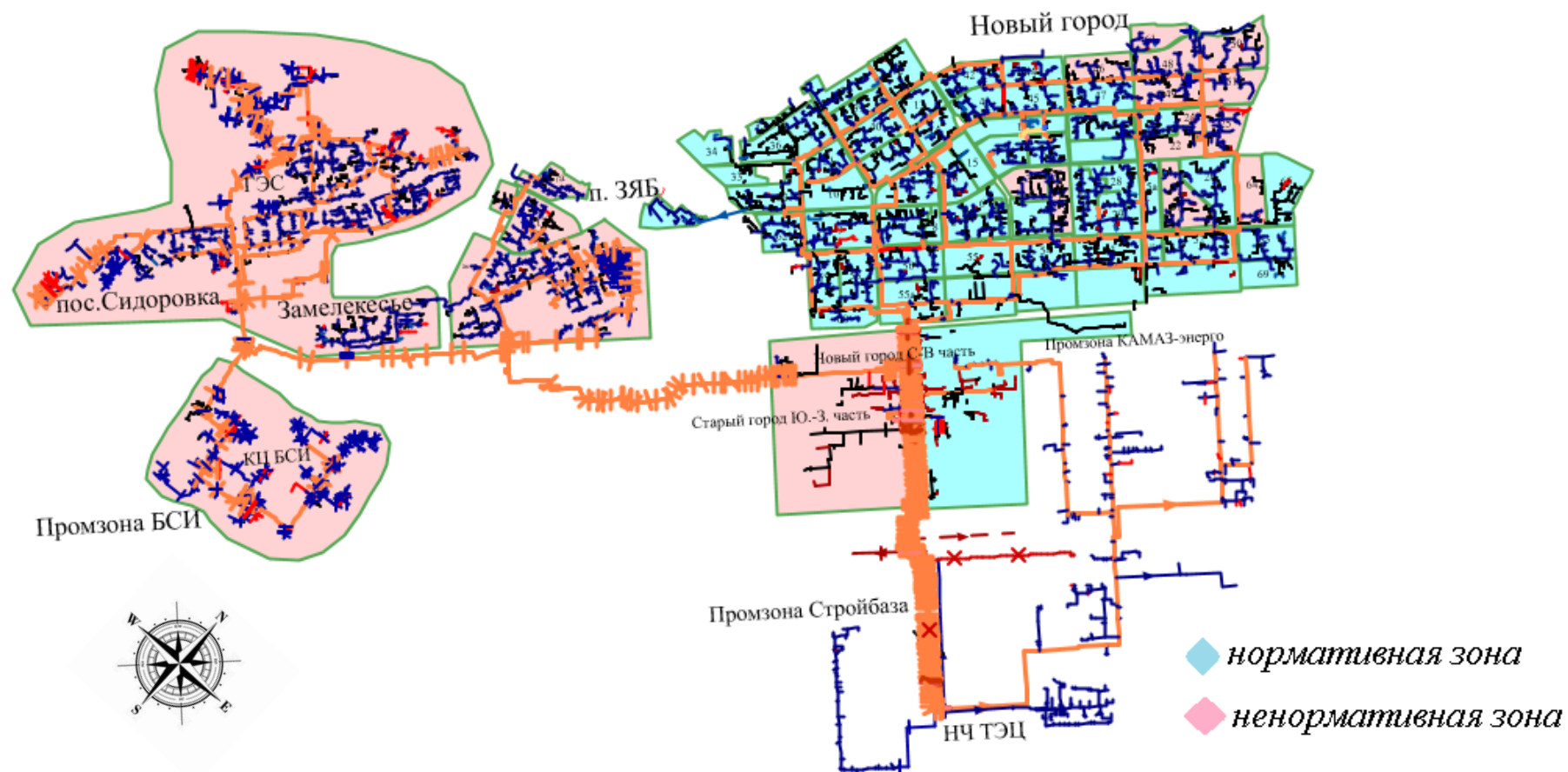


Рис. 9.1 Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности

9.7 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 N 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении")

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 N 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении").

9.8 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

В 2024 г. в городе Набережные Челны не было зафиксировано аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения.

9.9 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 разработке схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, были реализованы планы по строительству и реконструкции тепловых сетей, влияющие на показатели надежности.

9.10 Итоги анализа и оценки систем теплоснабжения соответствующего поселения, муниципального округа, городского округа, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, определенной исполнительными органами субъектов Российской Федерации

Согласно предоставленным сведениям за отопительный и неотопительный период 2023 г. на тепловых сетях в зоне действия НЧТЭЦ произошло 315 отказов.

При этом необходимо отметить, что имеются факты повреждаемости сетей в отопительный период с 2020 – 2024 г.г., что может свидетельствовать о недостаточности надёжности сетей и эффективности проведения регламентных работ по испытаниям тепловых сетей в межотопительный период.

В целях обеспечения нормативной надёжности системы теплоснабжения г. Набережные Челны АО «Татэнерго» предусматривает комплекс мероприятий по усилению ремонтно-восстановительных бригад, что позволяет не допустить повышения фактического времени восстановления повреждений в системе теплоснабжения потребителей выше нормативного значения. Также в целях обеспечения надежного функционирования источника тепловой энергии

Набережночелниской ТЭЦ, предусмотрено дублирование основных и вспомогательных инженерных систем и оборудования, которые имеют возможность быстрого оперативного переключения за счёт поперечных связей, предусмотренных компоновкой основного и вспомогательного оборудования.

Разработан комплекс мероприятий, направленных на обеспечение бесперебойной работы станции, отражённый в соответствующих инструкциях и графиках обследования и диагностирования оборудования и инженерных систем. Данный перечень мероприятий соответствует требованиям НТД по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, действующих на территории Российской Федерации.

На рис. 9.2 представлены зоны ненормативной надежности в перспективном слое по показателю ВБР потребителей теплоты

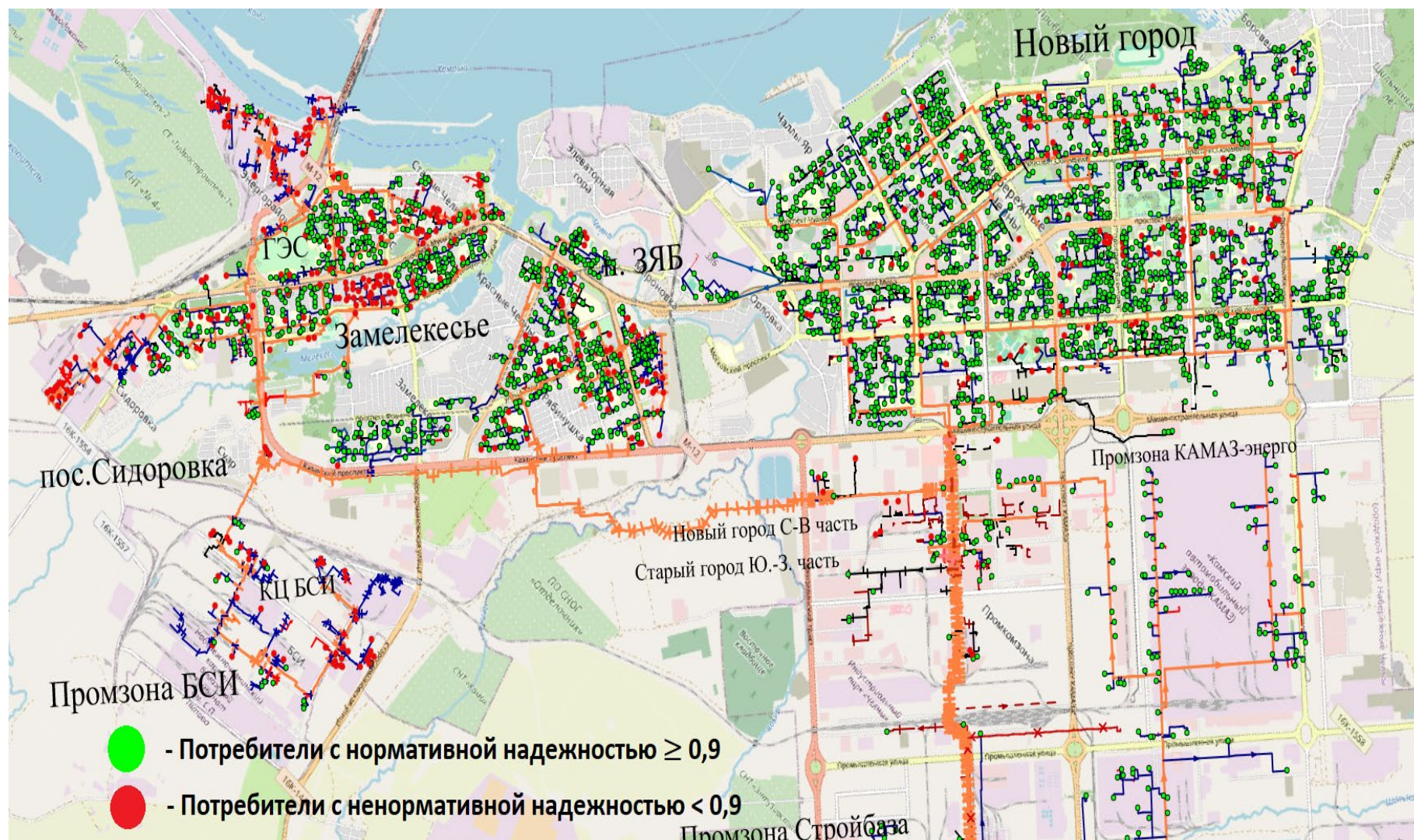


Рис. 9.2. Зоны ненормативной надежности по показателю ВБР потребителей теплоты

Более подробно вопросы надежности системы теплоснабжения рассмотрены представлены в Главе 11 «Оценка надёжности теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

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 Техничко-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	3 643,925	4 188,863	4 131,894	3 984,876	4 184,133
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	636,320	774,349	766,864	776,994	819,109
в паре, тыс. Гкал	123,034	145,580	163,124	160,500	161,400
в горячей воде, тыс. Гкал	513,286	628,769	603,740	616,494	657,709
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
в паре, тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в горячей воде, тыс. Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
- в т.ч. в горячей воде в сети НЧТС, тыс.Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	537 924,75	621 580,59	639 375,28	766 586,05	419 415,38
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	198 876,60	226 263,31	203 162,22	207 526,10	325 080,16
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	2 455 524,75	2 874 116,05	3 054 037,49	3 081 909,74	2 892 097,00
Прибыль, тыс. руб.*	30 123,23	615,02	770,35	1 796,25	66 210,28
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	3 222 449,33	3 722 574,97	3 897 345,34	4 057 818,14	3 651 836,17-

Табл. 10.2 Техничко-эконмические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	182,97	92,49	35,44	88,75	52,24
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	60 821,69	62 382,29	64 414,08	39 752,71	67 858,43
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	18 274,23	22 140,53	20 317,33	3 257,28	18 960,82
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	60 086,07	62 699,64	44 206,27	46 988,81	59 209,24
Прибыль, тыс. руб.*	17,79	32,52	53,61	1013,83	37,23
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	13 607,61	-1 095,84	-101 535,10	-108 891,46	1142,82-
Корректировка в связи с избытком средств / недополучением дохода	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	152 807,39	146 159,14	27 402,58	30 176,59	147 0984,49

Табл. 10.3 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за 2024 год

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Передача тепловой энергии						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	3 431,59	3 440,65	3 371,44	3 321,42	3 268,710
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	2 920,53	2 935,67	2 866,16	2 817,87	2 882,210
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	511,06	504,98	505,29	503,55	445,541
Тоже в %	%	17,50%	17,20%	17,63%	17,87%	13,6%
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	1 386 300,25	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	-
Операционные расходы	тыс. руб.	608 135,53	583 576,21	606 558,68	657 600,09	740 005,38-
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	84 560,73	82 504,23	0	0	
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	109 736,72	111 404,38	112 539,23	121 542,37	98 307,56
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	264 322,41	254 610,00		308 895,91	-
Страховые взносы	тыс. руб.	74 010,27	71 290,80		93 286,56	-
Амортизация	тыс. руб.	265 244,30	318 635,40		318 635,40	-
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	464 257,16	551 661,33	572 936,85	573 657,09	643 349,89
Прибыль, всего	тыс. руб.	204 170,84	249 379,50	324 193,11	680 305,03	484 173,91
Расходы из прибыли в составе тарифа, в том числе	тыс. руб.				276 589,60	-
Капитальные вложения ИП по строительству тепловых сетей	тыс. руб.				276 589,60	-
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	1 386 300,25	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33-
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	1 386 300,25	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33-
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	1 386 300,25	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33

Табл. 10.4 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения от тепловых сетей ООО "ТСЗВ" (ООО "КамАЗ-Энерго") за 2024 год

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Передача тепловой энергии						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	27,11	31,66	30,80	23,27	23,27
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	18,76	21,32	20,43	13,16	13,16
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	8,35	10,33	10,38	10,12	10,12
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	18,76	21,32	20,43	19,53	11,17
Тоже в %	%	69,20	67,36	66,31	64,96	59,04
Доля потребителей (по тепловой нагрузке) с приборами учета	%	99,80	99,80	99,90	99,90	99,90
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	20 703,49	22 734,04	23 957,21	22 119,83	22 119,83
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	329,84	97,42	871,67	311,81	311,81
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.	329,84	97,42	871,67	311,81	311,81
Услуги производственного характера	тыс. руб.	1 314,24	993,41	993,41	773,95	773,95
В том числе капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.	320,83			773,95	773,95
Покупная энергия	тыс. руб.	13 784,40	16 457,00	16 890,34	11 139,96	11 139,96
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	13 784,40	16 457,00	16 890,34	11 139,96	11 139,96
электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.	1,40	1,45	1,36	3,19	3,19

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Тепловая энергия на технологические нужды (потери)	тыс. руб.	13 783,00	16 455,55	16 888,98	11 136,77	11 136,77
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	2 387,13	2 355,84	2 500,99	6 007,07	6 007,07
Страховые взносы	тыс. руб.	707,42	696,43	736,39	1 814,14	1 814,14
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.	1 174,96	1 174,96	1 174,95	1 174,96	1 174,96
Прочие расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 005,50	958,99	789,46	897,94	897,94
аренда	тыс. руб.	651,33	640,75	591,40	405,98	405,98
Прибыль, всего	тыс. руб.	284,97	93,55	104,88	58,79	58,79
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	20 988,46	22 827,59	24 062,09	22 178,62	22 178,62
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб./Гкал	2 513,63	2 209,45	2 318,57	2 192,11	2 192,11

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 разработке 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.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации

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

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

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

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

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

– тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

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

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

Тарифы на производство, передачу и поставку тепловой энергии потребителям города Набережные Челны установлены Протоколами заседаний Правления Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам.

Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО "Татэнерго"	1372,31	1480,99	1596,62	1744,38	1851,29

Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «Татэнерго», для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго"	3255,65	3647,14	3571,27	3473,49	3600,66

Табл. 11.3 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (без НДС), руб./Гкал

N	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	2020	2021	2022	2023	2024
1	Город Казань	1372,31	1480,99	1596,62	1744,38	1851,29

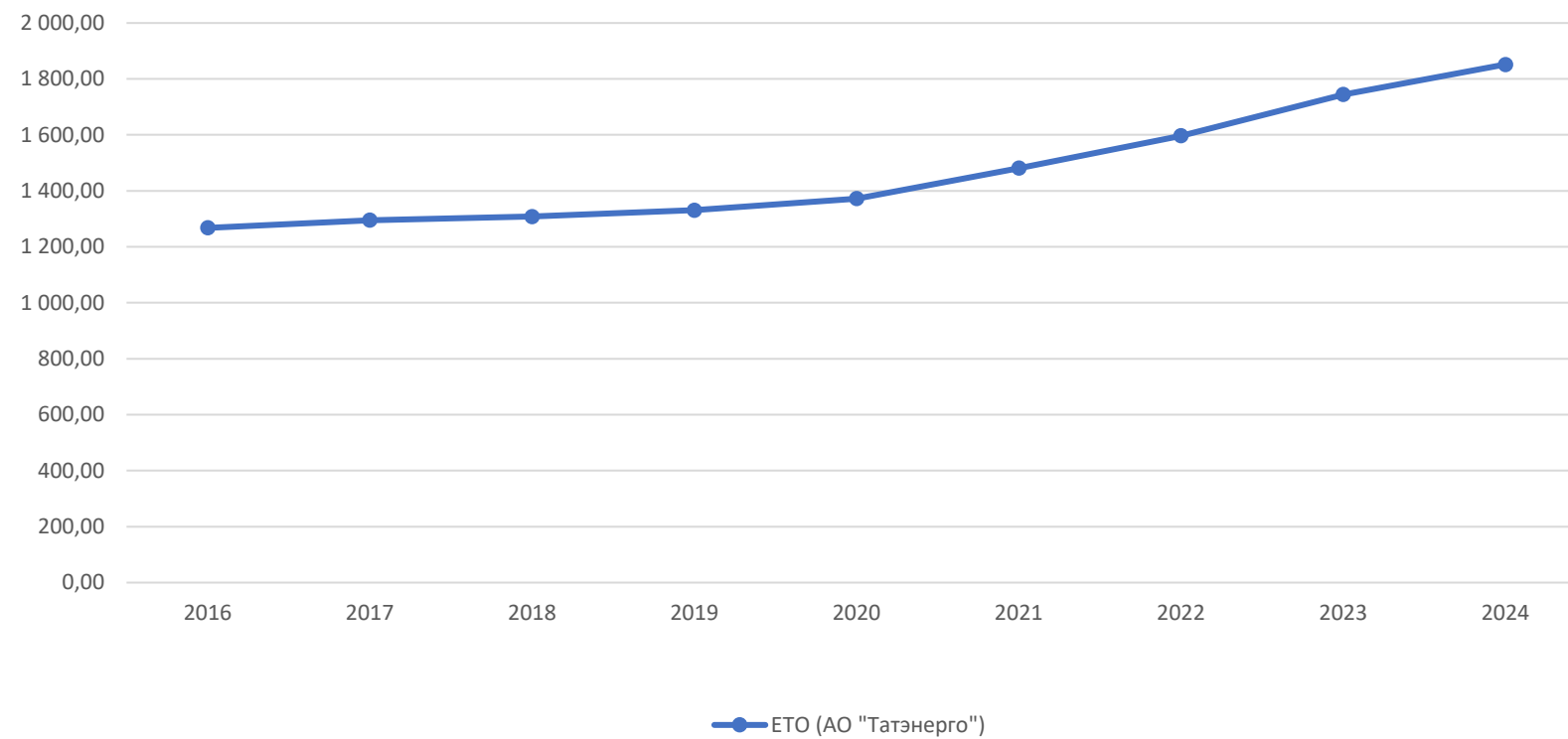


Рис. 11.1 Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны

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

Табл. 11.4 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м³

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" Набережночелнинская ТЭЦ	31,30	32,42	33,43	36,22	-
2	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" КЦ Набережночелнинской ТЭЦ	46,3	48,03	50,12	54,92	-
3	тариф на теплоноситель, поставляемый АО "Татэнерго" потребителям МО г. Набережные Челны	31,64	32,66	33,78	36,69	58,63

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. 11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, (с НДС), тыс. рублей/Гкал/час

№ п/п	Наименование	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 1,5 Гкал/ч, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	3,53	3,53	1,99	4,49	4,548	4,875
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, (П2.1), в том числе:						
	Подземная прокладка, в том числе:						
	надземная (наземная) прокладка						

№ п/п	Наименование	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 1,5 Гкал/ч, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :	Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :
	до 250 мм						5 729,622
	канальная прокладка						
	50-250 мм	2 271,32	2 917,62	2 969,33	3 381,12	6 872,866	7 230,255
	251-400 мм					2 835,350	2 982,788
	401-550 мм					2 818,630	2 965,199
	бесканальная прокладка						
	до 250 мм					6 286,830	6 613,748
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)						
4	НВВ на строительство сетей теплоснабжения (тыс.руб.)	13 146,87	10 345,89	6 859,15	17 729,55	365 752,970	

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.

Табл. 11.6 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, с НДС																						
N	Наименование ЕТО	Ед.изм.	2020				2021				2022				2023				2024			
			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		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		г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ	
			Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0- 13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0- 13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0- 13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0- 13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5- 7,0 кг/см2
1	Потребители, получающие тепловую энергию с коллекторов станций	руб./Гкал/ч в мес.	20 689,53		14 157,56		21 434,35		14 667,23		22 356,02		15 297,92		23 697,38		16 215,79		25 403,60		17 383,33	
2	Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	руб./Гкал/ч в мес.	66 290,91	0	59 758,94	0	68 677,38	0	61 910,27	0	71 630,51	0	64 572,41	0	75 928,34	0	68 446,75	0	81 395,18	0	73 374,91	0

11.5 Предельные уровни цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Ценовые зоны теплоснабжения в МО г. Набережные Челны отсутствуют.

11.6 Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения в МО г. Набережные Челны отсутствуют.

11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых Государственным комитетом Республики Татарстан по тарифам, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Представлены фактические данные по ценам (тарифам), сложившихся в системе теплоснабжения города Набережные Челны в 2020-2024 годах по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации.

Часть 12. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города

Теплоэнергетический комплекс является одним из основных загрязнителей воздушного бассейна оксидом углерода, окислами азота и диоксидом серы. В городе Набережные Челны теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется от двух источников тепловой энергии, принадлежащих Филиалу АО «Татэнерго». Одним из источников является Набережно-Челнинская ТЭЦ, другим – котельный цех БСИ.

Филиал АО «Татэнерго» соблюдает требование действующего природоохранного законодательства, выполняет в полном объеме природоохранные мероприятия и своевременно оформляет обосновывающую, разрешительную, организационно-распорядительную, договорную, плановую и отчетную документацию по охране окружающей среды.

На 01.01.2023 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.

Расчеты концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия, выполненные на существующее положение и на перспективу, показали, что при самых неблагоприятных метеоусловиях максимальные расчетные концентрации в расчетных точках зон отдыха (садовых участков), жилой зоны и санитарно-защитной зоны по всем веществам не превышают ПДК.

Филиалом АО «Татэнерго» разработан план мероприятий по кратковременному регулированию выбросов в атмосферу на предприятии Набережночелнинской ТЭЦ в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ). Также разработан план-график контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ для всех источников предприятия исходя из категоричности источников выбросов в разрезе загрязняющих веществ, предусматривающий контроль непосредственно на источниках.

На основании проведенных расчетов концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы для филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) по всем веществам в целом по предприятию и для каждого источника в отдельности на существующее положение и на перспективу до 2025 года.

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, находится н.п. Шильнебаш. С юго-востока, на расстоянии 550 м, расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

В соответствии с Правилами установления санитарно - защитной зоны (СЗЗ) и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2018 №222 и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 в отношении источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г.Набережные Челны установлены СЗЗ.

Санитарно-защитная зона является обязательным элементом любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека. Санитарно-защитная зона утверждается в установленном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации

при наличии санитарно-эпидемиологического заключения в соответствии санитарным нормам и правилам.

Ширина санитарно-защитной зоны устанавливается с учетом санитарной классификации, результатов расчетов ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий, а для действующих предприятий - и натурных исследований.

Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ расположен в промышленной зоне КамАЗа на расстоянии 4390 м. от жилого массива «Новый город» г. Набережные Челны.

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс II. п.1.(тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе) составляет - 500 метров от границы промплощадки. Ориентировочная санитарно-защитная зона проходит по территории промышленной зоны КамАЗа.

Ближайшая жилая зона находится на расстоянии 3728 м. к югу от границы площадки (н.п. Шильнебаш). С юго-востока на расстоянии 550 м расположено садовое общество СНТ «Кололосок-2».

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Котельный цех БСИ Набережночелнинской ТЭЦ расположен в промзоне БСИ г. Набережные Челны по проезду Фабричный, 8.

Промплощадка котельного цеха БСИ граничит с севера с домостроительным комбинатом ООО «ДОМКОР ИНДУСТРИЯ», с востока с ООО «Керамзито-бетонным заводом», с юга с ЗАО «Растворобетонный завод», с запада с производственно-коммерческой компанией ООО «Алиса».

Ближайшая жилая зона от границы промплощадки находится с северо-запада на расстоянии 1400 м пос. Суар (Набережные Челны).

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс III. п.1. (ТЭЦ и районные котельные тепловой мощностью 200 Гкал, работающие на газовом и газо-мазутном топливе (последний как резервный)) составляет - 300 метров от границы промплощадки.

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников котельного цеха БСИ показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Санитарно-защитная зона, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 (раздел 7.1.10., класс II. п.1. (тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе)), составляет 500 метров от границы промплощадки.

На предприятии в отношении каждого источника тепловой энергии имеется обосновывающая, разрешительная, организационно-распорядительная, плановая, договорная и отчетная документация.

Обосновывающая документация включает в себя материалы инвентаризации, нормативы предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, материалы оценки воздействия на окружающую среду объектов капитального строительства и другую аналогичную документацию.

Разрешительная документация в области охраны окружающей среды и экологической безопасности оформлена в соответствии с действующими нормативными правовыми актами и включает в себя: разрешения на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, сертификаты соответствия на топливо, сырье, оборудование и т.п. или другие аналогичные документы.

Организационно-распорядительная документация оформлена для установления ответственности, прав и обязанностей, принятия и реализации мероприятий, изменений во внутренней нормативной документации должностными лицами в пределах их компетенции.

Плановая документация оформлена в форме отдельных документов, определяющих, содержание программ производственного экологического контроля, планов по охране окружающей среды, планов уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

1.1. Филиал АО «Татэнерго», в соответствии с требованиями статьи 22, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" и Инструкцией по инвентаризации

выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, утв. Госкомприроды СССР, 1991 г., проводит инвентаризацию источников выбросов. Проведение инвентаризации источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу является первым этапом работ по нормированию выбросов. Работа по проведению инвентаризации источников выбросов проводится Филиалом АО «Татэнерго» самостоятельно либо с привлечением специализированных сторонних организаций.

Инвентаризация выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу систематизирует следующие сведения:

- о наличии источников выделения и источников выбросов;
- о распределении источников выбросов загрязняющих веществ по территории;
- о качественной и количественной характеристике выбросов;
- о параметрах выбросов газовой смеси из источников выбросов (аэродинамические характеристики);
- о параметрах источников выбросов (диаметре устья, высоте);
- об оснащении источников выбросов газоочистными установками (далее - ГОУ).

В соответствии с требованиями к порядку и периодичности проведения инвентаризации выбросов, установленных Инструкцией по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (утв. Госкомприроды СССР, 1991), в Филиале АО «Татэнерго» инвентаризация проводится один раз в пять лет. При реконструкции, изменения технологии производства проводится уточнение данных ранее проведенной инвентаризации.

В соответствии со ст. 22, 23 Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и ст. 12, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» для Набережночелнинской ТЭЦ и котельной установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу на срок 5 лет, при условии, что на предприятии не происходит существенных изменений производственного (технологического) процесса, появление или ликвидация источников выброса вредных веществ в атмосферный воздух, применение новых технологий, нового сырья или вида топлива и т.д.

Проект ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной соответствует требованиям к содержанию нормативов ПДВ и рекомендации по их оформлению, установленных в Рекомендациях по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятия (утв. Госкомгидрометом СССР 28.08.1987) и содержит:

- заключение Роспотребнадзора;
- справку Росгидромета о фоновых концентрациях и климатических характеристиках (в предусмотренных случаях);
- план-график контроля за соблюдением нормативов выбросов, на основании которого предприятие организует работы по осуществлению производственного контроля в области охраны атмосферного воздуха;
- мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (в случае установления таких мероприятий), согласованных в установленном порядке;
- мероприятий по снижению негативного воздействия выбросов предприятия на атмосферный воздух и оценка их достаточности (план уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (в случае установленных для предприятия временно согласованных выбросов)).

Учитывая, что нормативы ПДВ, указанные в проекте ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной, утверждены, в отношении источников тепловой энергии выдано Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

На предприятии ведутся Журналы первичного учета по охране атмосферного воздуха: по форме ПОД-1 (учет стационарных источников выбросов и их характеристик), ПОД-2 (учет выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха), ПОД-3 (учет работы газоочистных и пылеулавливающих установок).

Журнал по форме ПОД-1 является первичным документом учета источников загрязнения (выделения, выбросов) и их характеристик по цеху (участку) объекта. Форма предназначена для источников, которые контролируются инструментальным путем. Записи в журнале по форме ПОД-1 ведут на основании и по мере проведения замеров параметров источников загрязнения и данных

обработки результатов лабораторного анализа отобранных проб. Данные журнала ПОД-1 используются для заполнения формы N 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-2 применяется на предприятии для учета выполнения предприятием мероприятий по сокращению количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, если такие мероприятия предусмотрены проектом нормативов предельно допустимых выбросов. Если проектом нормативов предельно допустимых выбросов мероприятия по сокращению объемов выбросов не предусмотрены, форма ПОД-2 не заполняется. Журнал используется при составлении годового отчета по форме 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-3 применяется на предприятии во всех производственных подразделениях объекта, имеющих газоочистные и пылеулавливающие установки, предназначенные для охраны атмосферного воздуха от загрязнения, и используется для учета отработанного времени по каждой имеющейся такой установке. Журнал заполняется ежедневно ответственным представителем подразделения, эксплуатирующего газопылеулавливающую установку, и подписывается руководителем соответствующего производственного подразделения. На каждую газопылеулавливающую установку в журнале отводится отдельный лист. Данные журнала ПОД-3 используются при заполнении формы N 2-ТП (воздух).

Все юридические лица и индивидуальные предприниматели, имеющие стационарные источники выбросов объемом выбросов более 10 тонн в год или объемом выбросов от 5 до 10 тонн в год (включительно) при наличии в составе выбросов загрязняющих атмосферу веществ 1 и (или) 2 класса опасности, обязаны представлять в надзорные органы статотчетность по форме 2-ТП (воздух), содержащую информацию о всех источниках выбросов в атмосферу, в том числе организованных и неорганизованных. Филиал АО «Татэнерго» ежегодно, в сроки установленные законодателем, предоставляет данную форма в надзорные органы по всем источникам выбросов в атмосферу.

1.2. В соответствии с Федеральным законом «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года № 89-ФЗ, все юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие деятельности в области обращения с отходами, обязаны вести учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов.

Основными документами в области обращения с отходами производства и потребления являются паспорта отходов и проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР).

Паспорта отходов и ПНООЛР разрабатываются на основании инвентаризации отходов, которую проводит Филиал АО «Татэнерго» в процессе своей деятельности. Инвентаризация отходов определяет нормативы, содержащие сведения о видах отходов, их характеристиках, источниках образования, способах размещения, использования и обезвреживания. Результаты инвентаризации отходов оформляются в виде акта инвентаризации отходов.

Филиал АО «Татэнерго» при осуществлении своей деятельности в области обращения с отходами, ведет учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов. Инвентаризация позволяет установить классификацию отходов, разработать ПНООЛР и составить отчетность по форме 2-ТП (отходы).

Паспорта на отходы по классам опасности удостоверяют принадлежность отходов к отходам соответствующего вида и класса опасности, в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов. Кроме того, паспорта содержат сведения о составе отходов.

Нормативы образования отходов, установленные в ПНООЛР, контролируют количество производимых отходов на предприятии, их виды, обоснование количества предельного накопления и возможности размещения на полигонах.

ПНООЛР содержит общую характеристику деятельности предприятий, сведения об отходах и классах опасности (из паспортов отходов), описание каждого вида отходов по химическому составу и физическим характеристикам, расчеты ежегодных объемов отходов, сведения о площадках для размещения отходов и лимиты на размещение.

Информацию об образовании отходов производства и потребления на предприятии, их видах и составе, а также об использовании, обработке, транспортировке и размещении ежегодно

предоставляется Филиалом АО «Татэнерго» в надзорные органы в срок, установленный законодательством РФ, по форме 2-ТП (отходы).

В целях соблюдения требования законодательства в области размещения, использования и обезвреживания отходов производства Филиалом АО «Татэнерго» заключены договоры на передачу, транспортирование, обезвреживание отходов.

1.2. В Филиале АО «Татэнерго» соблюдаются требования по охране водных ресурсов. Ведется первичный учет объема сброса сточных вод и/или дренажных вод. Заключен договор на водоснабжение и водоотведение, а также договор на вывоз сточных вод от неканализованных объектов.

По форме 2-ТП (водхоз) Филиал АО «Татэнерго» представляет информацию о сбросах в водоемы и использование воды для нужд предприятия, включая полный перечень загрязняющих веществ и их объемы.

По данной форме отчитываются все юридические лица и индивидуальные предприниматели города Набережные Челны:

- осуществляющие сброс (отведение) сточных вод;
- осуществляющие забор (изъятие) из водных объектов 50 м³ воды в сутки и более (кроме сельскохозяйственных объектов);
- получающие воду из систем водоснабжения объемом 300 м³ и более в сутки для любых видов использования воды, кроме производства сельскохозяйственной продукции;
- получающие воду из систем водоснабжения (от поставщиков-респондентов), осуществляющие забор (изъятие) воды из водных объектов объемом 150 м³ и более в сутки для производства сельскохозяйственной продукции;
- имеющие системы оборотного водоснабжения общей мощностью 5000 м³ и более в сутки независимо от объема забираемой воды

2. Общие документы в области экологии:

1. Программа и отчет производственного экологического контроля (ПЭК), представляющие из себя систему мер, реализованную на предприятии и направленную на соблюдение требований действующего законодательства РФ в сфере экологии и природопользования. Для осуществления ПЭК на предприятии, по каждому объекту разработана специальная Программа производственного экологического контроля, учитывающая специфику применяемых технологий и производственного процесса, а также оказываемого воздействия на окружающую среду.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 г. № 74 АО «Татэнерго» ежегодно, до 25 марта, сдает отчет ПЭК в территориальный орган Росприроднадзора.

2. План мероприятий по охране окружающей среды.

План мероприятий по охране окружающей среды представляет собой список действий, направленных на снижение негативного воздействия, оказываемого объектом в процессе своей производственной деятельности. План включает в себя наименование и описание планируемых работ, сроки выполнения, сметные стоимости и источники финансирования, а также список ответственных лиц.

3. Статотчетность по форме 4-ОС.

Предприятия, которые самостоятельно или через сторонние организации осуществляют природоохранные мероприятия, которые платят за НВОС более 100 рублей в год сдают статистическую отчетность по форме 4-ОС. Такая форма сдается до 25 января ежегодно.

4. Декларация о плате за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), которую вносят юридические лица и предприниматели, которые ведут деятельность, оказывающую на нее негативное воздействие. Каждое предприятие должно материально компенсировать вред, наносимый окружающей среде. Для этого предприятия уплачивают соответствующий взнос.

Дополнительно предприятие составляет декларацию по негативному воздействию и представляет ее Росприроднадзор ежегодно до 10 марта года следующего за отчетным.

Филиалом АО «Татэнерго» разработаны и получены соответствующие санитарно-эпидемиологические заключения по проектам санитарной защитной зоны (проект СЗЗ) для объектов

топливно-энергетического комплекса города Набережные Челны. Данные проекты СЗЗ разрабатываются в целях создания специальной территории с особым режимом использования, которая устанавливается вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека.

По данным Управления Роспотребнадзора по Республике Татарстан, в структуре общего количества проб воздуха, не соответствующих гигиеническим требованиям, в 2020г. наибольший объём приходится на сажу (27%), диоксид азота (25%), углерода оксид (16%), взвешенные веществ (15,0%), аммиак (3%), сероводород (3%), фенол (2%).

В 2020 г. доля проб атмосферного воздуха городских поселений с превышением гигиенических нормативов в среднем по республике уменьшилась по сравнению с 2018 г. и составила 0,7%.

Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса города представлен в Табл. 12.1.

Табл. 12.1 Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса

Набережночелнинская ТЭЦ						
Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	2 746,56	4 276,16	2 840,76	3 353,93	2 659,41	3 208,20
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	5 279,29	5 279,29	5 279,29	5 279,29	5 512,04	10 146,01
Котельный цех БСИ						
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	31,11	65,38	41,89	29,96	41,16	13,01
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	308,31	308,31	308,31	308,31	47,90	255,06

Часть 13. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения

13.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основной проблемой организации качественно теплоснабжения является состояние тепловых сетей. Около 200 км тепловых сетей города Набережные Челны имеют срок эксплуатации, превышающий 25 лет. Объем ежегодной замены тепловых сетей составляет менее 2%, что не может способствовать повышению надежности теплоснабжения.

В рамках тарифных источников финансирования за 20 лет, в период до 2043 года возможна замена 173 233 км. тепловых сетей (Глава 8 обосновывающих материалов), что составляет 23,67% от общей протяженности тепловых сетей.

Необходимый объем инвестиций составит 20 450 482,32 тыс. рублей (с НДС).

С учётом реализации сценария №1 минимальный показатель вероятности безотказной работы потребителей, составит на 2043 год 0,305151, что явно недостаточно для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей.

В целях повышения энергетической эффективности функционирования источников тепловой энергии и тепловых сетей выполнение следующих мероприятий: – наладка и регулировка гидравлических режимов тепловых сетей; – восстановление смесительных (элеваторных) узлов у потребителей; – восстановление и настройка (наладка) тепловой автоматики на источниках теплоты, центральных и индивидуальных тепловых пунктах; – приведение фактически сложившихся температурных режимов отпуска тепловой энергии и(или) диспетчерского температурного графика в соответствие с утвержденным схемой теплоснабжения температурным графиком; – проведение испытаний тепловых сетей на максимальную температуру, на тепловые и гидравлические потери, разработка нормативных энергетических характеристик, разработка послеаварийных гидравлических режимов работы тепловых сетей; – иные мероприятия.

13.2 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Существующих проблем развития систем теплоснабжения на 2024 год не выявлено.

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.